А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ И ПРАКТИКА ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Монография

Краснодар
2016

УДК 622.245 (031)
ББК 33.131я2
Б90

Рецензенты:
***Аркадий Петрович Захаров**, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент РАЕН;*
***Виктор Иванович Крылов**, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина*

Б90 **Булатов, Анатолий Иванович.**
Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

ISBN 978-5-91718-435-7

Представлены основные принципы проектирования конструкций забоев скважин. Изучены и описаны методы испытания горизонтов в процессе бурения скважин, регулирования фильтрационных свойств пласта. Приведено описание устьевого наземного и подземного оборудования для освоения и испытания скважин. Рассмотрены проблемы и пути развития вторичного вскрытия продуктивных пластов и вызова притока из них.

Монография рассчитана на широкий круг читателей и может быть полезна для научных и инженерно-технических работников нефтегазодобывающей промышленности.

ББК 33.131я2
УДК 622.245 (031)

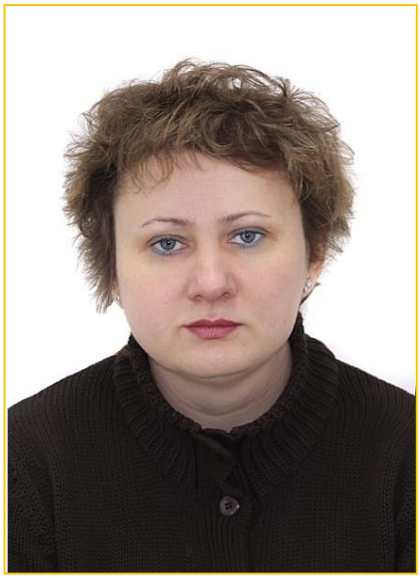
ISBN 978-5-91718-435-7

© А.И. Булатов, 2016
© О.В. Савенок, 2016
© Р.С. Яремийчук, 2016
© Оформление ООО «Издательский Дом – Юг», 2016



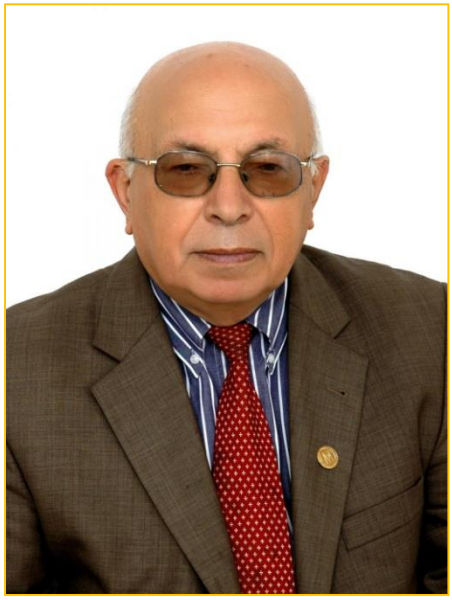
Анатолий Иванович Булатов

Доктор технических наук, профессор,
Заслуженный деятель науки и техники РФ,
Заслуженный изобретатель РФ,
академик Международной и Российской инженерных академий,
академик Научно-производственной Национальной академии нефти и газа,
Почётный академик Украинской нефтегазовой академии,
член Географического общества США,
Лауреат премии Совета Министров СССР,
дважды Лауреат премии имени академика И.М. Губкина,
дважды Лауреат премии Администрации Краснодарского края,
кавалер орденов Трудового Красного Знамени,
награжден РАЕН медалью В.Н. Татищева «За пользу Отечеству»,
медалью «Участник ликвидации последствий аварии на ЧАЭС» и др.
Окончил Грозненский нефтяной институт.



Ольга Вадимовна Савенок

Доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского государственного технологического университета (КубГТУ).
Окончила КубГТУ.



Роман Семенович Яремийчук

Доктор технических наук, профессор,
профессор Газонефтепромышленного факультета Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа,
член (академик) и вице-президент Украинской нефтегазовой академии,
член Российской академии естественных наук им. В. Вернадского,
действительный член Белорусской горной академии,
Заслуженный деятель науки и техники Украинской ССР,
Лауреат Государственной премии Украины в области науки и техники,
Окончил Львовский политехнический институт.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 11

Глава 1.
Проектирование конструкций забоев скважин
и технологии их образования 13

1.1 Принципы проектирования 13
1.2 Пакеры и специальный инструмент для разобщения пластов при креплении скважин в призабойной зоне 24
1.3 Пакеры для ступенчатого и манжетного цементирования скважин типа ПДМ 32

Глава 2.
Испытание перспективных горизонтов в процессе бурения 37

2.1 Испытатели пластов на бурильных трубах 37
2.2 Многоцикловые испытатели пластов 44
2.3 Комплекс оборудования КИОД-110 46
2.4 Приспособление для селективного испытания пластов УСПД-146-168 48
2.5 Основные узлы испытателя пластов 49
2.5.1 Гидравлический испытатель пласта ИПГ 49
2.5.2 Запорно-поворотные клапаны 51
2.5.3 Гидравлические яссы 52
2.5.4 Пакеры механического действия для испытателей пластов 54
2.5.5 Опорные якоря 55
2.5.6 Механический пакер ПМ 58
2.5.7 Пакеры резиново металлического перекрытия ПРМП-1 ... 60
2.5.8 Уравнительным клапан пакера 62
2.5.9 Безопасные замки 63
2.6 Устьевое оборудование 64
2.7 Испытатели пластов на кабеле 66
2.8 Испытатели пластов на базе струйных аппаратов..... 72

Глава 3.
Гидродинамическое совершенство скважины
(по И.Н. Гайворонскому) 75

Глава 4.
Регулирование фильтрационных свойств пласта
в околоскважинных зонах 86

4.1 Фильтрационное состояние околоскважинной зоны и её роль в процессах нефтедобычи 87
4.2 Дифференцированный анализ потерь продуктивности при заканчивании и эксплуатации скважин 90

4.3 Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах 100
4.4 Пример влияния буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов 106

Глава 5.
Устьевое наземное и подземное оборудование для освоения и испытания скважин 116

5.1 Оборудование устья скважины колонными головками 116
5.2 Испытание обсадных колонн на герметичность 120
5.3 Оборудование устья скважины фонтанной арматурой 123
5.4 Обвязка наземного оборудования при испытании и исследовании скважин 127
5.5 Эксплуатационные пакеры 129
5.6 Взрывные эксплуатационные пакеры 138
5.7 Расчёт колонны насосно-компрессорных труб на прочность и их эксплуатация 143
5.7.1 Определение нагрузок на свободно подвешенную колонну НКТ 144
5.7.2 Особенности расчёта колонны НКТ на прочность в условиях действия изгибающих усилий 150
5.7.3 Условия эксплуатации насосно-компрессорных труб 154
5.7.4 Подготовка труб для проведения операций по интенсификации добычи 160
5.7.5 Причины аварий с НКТ 160
5.7.6 Примеры решения задач 161

Глава 6.
Вторичное вскрытие продуктивных пластов 169

6.1 Пулевая перфорация 169
6.2 Кумулятивная перфорация 171
6.3 Перфорация при депрессии на пласт 187
6.4 Перфорация при репрессии на пласт 191
6.5 Выбор типоразмера перфоратора 192
6.6 Специальные жидкости для перфорации скважин 193
6.7 Буферные разделители 199
6.8 Технология заполнения скважины специальной жидкостью 201
6.9 Обоснование проектного значения коэффициента гидродинамического совершенства скважины по характеру вскрытия пласта перфорацией..... 202
6.10 Проектирование гидропескоструйной перфорации 205
6.10.1 Основные принципы проведения процесса 205
6.10.2 Методика расчёта и примеры решения задач 212

Глава 7.
Разобщение ствола при освоении скважины 241

7.1 Установка цементных мостов при освоении скважин 241
7.2 Технические средства контроля за установкой цементных мостов 242
7.3 Буферные жидкости 245
7.4 Проверка обсадных колонн на герметичность 246
7.5 Разобщение ствола скважины поликонденсирующейся псевдопластинной жидкостью 247
7.5.1 Подбор рецептур поликонденсирующейся псевдопластинной жидкости 251
7.5.2 Исследование реологических и механических свойств пакерующей жидкости 256
7.5.3 Пластомеры для определения механических параметров. 259
7.5.4 Определение высоты пакера 262
7.5.5 Технология приготовления ППЖ в промысловых условиях 263
7.5.6 Установка пакера из ППЖ в скважине 265
7.5.7 Обработка пласта и удаление продуктов поликонденсации ППЖ из скважины 268
7.5.8 Опыт пакерования скважин ППЖ 269

Глава 8.
Вызов притока из продуктивного пласта 273

8.1 Определение допустимой депрессии на пласт 273
8.2 Вызов притока путём замещения жидкости в эксплуатационной колонне 275
8.3 Потери давления на трение в НКТ круглого сечения и межтрубном пространстве 276
8.3.1 Определение потерь давления на трение в НКТ 277
8.3.2 Определение потерь давления на трение в межтрубном пространстве 279
8.3.3 Определение потерь давления на трение в кольцевом пространстве при наличии местных сопротивлений 280
8.4 Вызов притока при помощи воздушной подушки 281
8.5 Вызов притока с использованием пусковых клапанов 283
8.6 Расчет процесса вызова притока при помощи струйных аппаратов 284
8.7 Примеры решения задач 287
8.8 Поинтервальное снижение уровня жидкости в скважине 299
8.9 Снижение уровня жидкости в скважине поршневанием (свабированием) 300
8.10 Вызов притока из пласта методом аэрации 300

8.11 Снижение уровня жидкости в скважине в условиях аномально низкого пластового давления 303
8.12 Вызов притока из пласта с применением двухфазных пен 305
8.13 Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов 307
8.14 Вызов притока из пласта с помощью комплектов испытательных инструментов 314
8.15 Практические рекомендации по применению струйных аппаратов при освоении скважин..... 317

Глава 9.
Совершенствование технологических процессов в освоении скважин с применением газообразных веществ 327

9.1 Установки для транспорта и нагнетания азота в скважины 329
9.2. Освоение скважин азотом 330
9.2.1 О применении газообразных агентов для освоения скважин..... 330
9.2.2 Подготовка оборудования и материалов для освоения скважин азотом 332
9.2.3 Расчёт параметров освоения скважины азотом 334
9.2.4 Технология освоения скважин азотом 335
9.2.5 Технология освоения скважин газированной азотом жидкостью (пеной) 339
9.2.6 Исследование процессов освоения скважин азотом 343
9.2.7 Опыт освоения скважин азотом 348
9.2.8 Совершенствование технологии освоения скважин азотом 349
9.3 Обработка скважин смесью кислотного раствора с азотом и природным газом 352
9.3.1 Исследование кислотного воздействия с добавлением газа. Особенности кислотной обработки поровых слабокарбонатных коллекторов 354
9.3.2 Технология обработки скважин кислотой, газированной азотом 366
9.3.3 Опыт обработки скважин АКС..... 370
9.4 Обработка скважин смесью кислоты с природным газом..... 375
9.4.1 Оборудование для нагнетания в скважину газокислотных смесей 375
9.4.2 Обоснование параметров обработки скважин смесью кислотных растворов с природным газом 377
9.4.3 Технология газокислотной обработки и результаты исследования скважин 386
9.5 Термообработка скважин углеводородными жидкостями с азотом 397

9.6. Газогидропескоструйная перфорация скважин 402
9.6.1 Исследование выработки каналов азотогидропескоструйной перфорацией 403
9.6.2 Представление о механизме выработки каналов и методике расчёта их глубины 407
9.6.3 Расчёт параметров процесса газогидропескоструйной перфорации 411
9.6.4 Опыт применения азотогидропескоструйной перфорации 414

Глава 10.
Проектирование кислотной обработки 419

10.1 Основополагающие принципы проектирования процесса 419
10.2 Способы кислотной обработки 425
10.3 Методика проектирования кислотной обработки. Задачи и примеры 427
10.4 Кислотная обработка забоев нефтяных скважин с оттеснением продуктов реакции вглубь пласта 482
10.5 Опыт кислотной обработки на примере низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов Предкарпатья 492
10.5.1 Влияние способа извлечения продуктов реакции и рецептуры на результаты обработки 494
10.5.2 Влияние технологических параметров на эффективность кислотных обработок 495
10.5.3 Повторные кислотные обработки 496
10.5.4 Поинтервальные кислотные обработки 497

Глава 11.
Гидравлический разрыв пласта 498

11.1 Основные принципы проведения процесса 498
11.2 Промысловые исследования процесса ГРП 501
11.2.1 Исследование профилей поглощения 501
11.2.2 Исследование процессов раскрытия и развития трещин .. 503
11.2.3 Оценка ориентации трещин, образующихся при закачке жидкостей в пласт 510
11.2.4 Оценка размеров трещин 513
11.2.5 Метод определения ожидаемого давления при проектировании гидравлического разрыва пласта в Предкарпатье 516
11.2.6 Определение расхода жидкостей при ГРП 528
11.3 Методика расчётов основных параметров процесса 529
11.4 Примеры расчёта основных параметров ГРП 536
11.5 Проектирование ГРП на персональных ЭВМ 546
11.5.1 Исходная вводная информация для проектирования ГРП 547

11.5.2 Этапы проектирования ГРП 548
11.5.3 Организационно-технологический план проведения глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта (на примере скважины Самотлорского месторождения) . 549
11.6 Опыт применения ГРП на скважинах 552
11.6.1 Гидравлический разрыв без закрепления трещин..... 553
11.6.2 Гидравлический разрыв пласта с закреплением трещин .. 555

Глава 12.
Определение состояния призабойной зоны пласта по результатам гидродинамических исследований 557

12.1 Методы контроля за соотношением фактической и потенциальной продуктивности скважины 557
12.2 Определение скин-эффекта на основании кривой восстановления давления 562
12.3 Определение скин-эффекта и отношения продуктивностей. Задачи 564

Список использованной и рекомендованной литературы 572

ПРЕДИСЛОВИЕ

Заканчивание скважин переходит в следующую фазу разработки нефтяных и газовых скважин – освоение скважины. Вместе с тем, оно составляет особый технологический цикл, который завершает её строительство. Качество освоения и результаты последующей эксплуатации скважины зависят от того, насколько удастся восстановить фильтрационные характеристики продуктивных пластов-коллекторов на стадии первичного и вторичного вскрытия пласта, вызова притока, применения различных методов интенсификации притока из пласта. Качество освоения, по существу, определяет темпы и характер разработки месторождений.

Скважина, околоскважинная зона и межскважинная часть пласта – это взаимосвязанные и взаимодействующие элементы единой системы. В процессе сооружения скважины наиболее существенные изменения фильтрационных свойств пласта (ФСП) происходят в её околоскважинной части. Известно, что даже в окончательный период функционирования скважины изменение её фильтрационных свойств в призабойной или околоскважинной зоне оказывает влияние на её продуктивность. Поэтому ухудшение ФСП на начальной стадии эксплуатации скважины оказывает влияние не только на её производительность, но и на темпы разработки месторождения и конечный коэффициент нефтегазоизвлечения. ФСП ухудшаются вследствие засорения пласта различными веществами во время первичного вскрытия, цементирования колонны, вторичного вскрытия перфорацией и при различных ремонтах скважины. Физико-химическое взаимодействие фильтрата с пластовым фильтратом и породой, усиленное влиянием высокой температуры, приводит к гидратации глин, выпадению солей, асфальтенов и смол, образованию застойных зон, а в зоне контакта фильтрата с пластовым флюидом и коллектором образовываются поверхности с высоким градиентом давления, который не всегда удаётся преодолеть за счёт энергии пласта.

В зонах ухудшенной проницаемости теряется часть пластовой энергии. Ухудшение проницаемости околоскважинной зоны в 5 раз приводит к двухкратному снижению производительности скважины, изменение проницаемости в 10 раз уменьшает производительность скважины в 3,5 раза, а уменьшение проницаемости в 50 раз может вызвать потерю производительности в 15 раз.

Важным обстоятельством является то, что размеры зоны с ухудшенной проницаемостью незначительны и могут составлять только десятки сантиметров.

Анализы фактических изменений фильтрационной характеристики в околоскважинной зоне указывают на их широкий диапазон: в среднем после окончания бурения и освоения скважин более 50 % всех пластов имеют до 2 раз уменьшенную производительность против потенциально возможной, 25 % – в 4 раза и 10 % пластов имеют в 10 раз уменьшенную производительность.

Эта статистика определяет сегодня и основную стратегию регулирования ФСП в околоскважинной зоне – сведение к минимуму ухудшения проницаемости путём подбора современных технологий вскрытия пласта, освоения и эксплуатации скважин. Если во время бурения невозможно обеспечить сохранение природных ФСП, то необходимо восстановить их на стадии освоения скважины путём целенаправленного воздействия на призабойную зону.

Мировой практикой накоплен большой объём современных технологий вскрытия пласта. К ним относятся и бурение скважин на равновесии давлений в системе «скважина – пласт» с применением газообразных веществ, использование современных буровых растворов, технологий бурения и т.д. В последние годы созданы совершенные технологии освоения скважин, включающие вторичное вскрытие, методы вызова притока, методы искусственного химического, гидродинамического, термохимического воздействия на пласт и др. Учёт и использование этих технологий способно обеспечить минимум потерь продуктивности скважин.

В работе использованы труды, наработки и мнения исследователей, которые посвятили значительную часть своей творческой жизни проблемам строительства и эксплуатации скважин (В.А. Амиян, П.А. Бродский, В.И. Ванифатьев, П.С. Варламов, И.М. Гайворонский, Н.Г. Григорьян, В.И. Гусев, Ю.Д. Качмар, А.М. Киреев, С.В. Константинов, Д.Н. Кузьмичев, М.Р. Мавлютов, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Н. Михайлов, И.И. Мищенко, М.Ф. Рязанцев, Н.А. Сидоров, Е.М. Соловьев, А.К. Степанянц, М.Л. Сургучёв, П.М. Усачёва, Ю.З. Цырин, В.И. Щуров, Р.С. Яремийчук, и др.). В работе в значительной степени использованы материалы книги, написанной А.И. Булатовым и др. «Освоение скважин», 1999 г.

Глава 1.
ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН И ТЕХНОЛОГИИ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

1.1 Принципы проектирования

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы «скважина – крепь» в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

По геологическим условиям размещения нефтяных залежей, типу коллектора и свойствам пород продуктивного горизонта выделяют следующие четыре основных вида объектов эксплуатации.

1. Коллектор однородный, прочный, гранулярного или трещинного типа. Близко расположенных водонапорных и газоносных горизонтов нет. Подошвенные воды отсутствуют.
2. Коллектор однородный, прочный, гранулярного или трещинного типа. В кровле пласта – газовая шапка или близко расположенные напорные объекты.
3. Коллектор однородный и неоднородный по литологическому составу пород, по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого или трещинного типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газовмещающих пропластков с разными пластовыми давлениями.
4. Коллектор слабосцементированный, гранулярный, большой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением. При его эксплуатации имеет место разрушение пласта и вынос песка из скважины.

С момента начала бурения продуктивного пласта начинаются заключительные операции по строительству скважин, которые называются заканчиванием скважины. Это наиболее ответственный этап её строительства, так как качество заканчивания полностью определяет качество конечного продукта дорогой скважины, хотя затраты на окончание глубокой скважины в проекте на строительство занимают незначительную часть общей стоимости. Одна из слагаемых качественного заканчивания скважин – правильный выбор конструкции забоя скважины, которая определяется исходя из характеристик основных видов объектов эксплуатации. Для первого типа коллектора характерны конструкции открытого типа, для второго – конструкции смешанного типа, для третьего – конструкции закрытого забоя, для четвёртого – конструкции забоев для предупреждения выноса песка.

На рисунке 1.1 изображены основные типы конструкций забоев скважин.

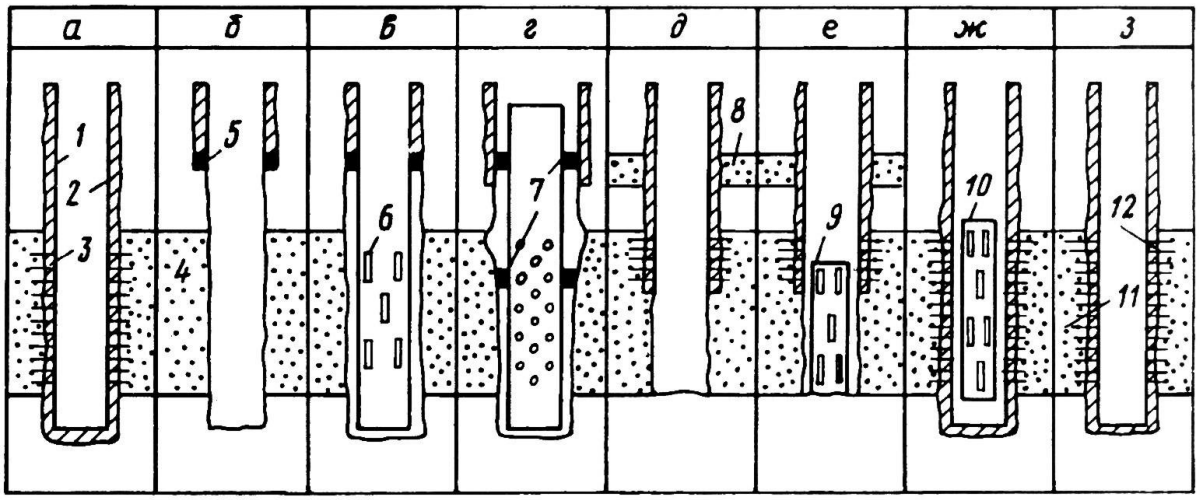


Рисунок 1.1 – Основные типы забоев скважин:
1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – зона перфорации;
4 – продуктивный пласт; 5 – заколонный пакер; 6 – фильтр в колонне;
7 – подвеска фильтра; 8 – водоносный пласт; 9 – фильтр-хвостовик;
10 – гравийный фильтр; 11 – зона проникновения;
12 – фильтр из тампонажного материала

Конструкции открытого забоя (рис. 1.1, *б*, *в*, *г*) предназначены для заканчивания скважин в условиях, когда применение тампонажного материала недопустимо из-за ухудшения коллекторских свойств пласта. Продуктивный объект остается открытым или перекрывается незацементированным фильтром.

Конструкция закрытого забоя (рис. 1.1, *а*) необходима для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе снизу вверх или для совместно-раздельной эксплуатации. Продуктивный объект перекрывается сплошной или потайной колонной с обязательным его цементированием.

Конструкции забоя смешанного типа (рис. 1.1, *д*, *е*) сочетают элементы конструкций открытого и закрытого забоев. Такие конструкции рациональны в однородной залежи для изоляции близко расположенных от кровли объектов напорных горизонтов. С этой целью в верхнюю часть продуктивного объекта спускают и цементируют эксплуатационную колонну. Нижняя часть пласта остается открытой или перекрывается незацементированным фильтром.

Конструкция забоев для предупреждения выноса песка предусматривает создание в призабойной зоне искусственных барьеров, которые снижают поступление песка в скважину. С этой целью используют механические фильтры (рис. 1.1, *ж*) или фильтры из проницаемых материалов (рис. 1.1, *з*).

Однородным коллектором считают пласт, являющийся литологически однотипным по всей толщине, имеющий приблизительно одинаковые фильтрационные свойства и пластовые давления в пропластках, насыщенных только нефтью или газом, или водой. Границы изменения проницаемости пород в пропластках не должны выходить за пределы одного из шести классов:

1) $k > 1$ мкм^2;
2) $k = 0{,}5 \div 1$ мкм^2;
3) $k = 0{,}1 \div 0{,}5$ мкм^2;
4) $k = 0{,}05 \div 0{,}1$ мкм^2;
5) $k = 0{,}01 \div 0{,}05$ мкм^2;
6) $k = 0{,}001 \div 0{,}01$ мкм^2.

Пласт считается неоднородным, если он расчленён пропластками разных типов пород с проницаемостью, значения которой выходят за рамки, указанные выше, имеет подошвенную воду, газовую шапку или чередование нефтегазоводонасыгценных пропластков с разным пластовым давлением.

К плотным коллекторам относят породы, которые при проектных депрессиях в процессе освоения и эксплуатации скважины сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок.

К слабосцементированным коллекторам относят неустойчивые породы, продукты разрушения которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом.

Высокими, нормальными и низкими пластовыми давлениями считаются давления, имеющие градиенты соответственно

$$\text{grad } p_{пл} > 0{,}1 \text{ МПа/10 м};$$

$$\text{grad } p_{пл} = 0{,}1 \text{ МПа/10 м};$$

$$\text{grad } p_{пл} < 0{,}1 \text{ МПа/10 м}. \qquad (1.1)$$

Аномально низким пластовым давлением считают давление, при котором

$$\text{grad } p_{пл} \le 0{,}08 \text{ МПа/10 м}; \qquad (1.2)$$

аномально высоким – давление, при котором

$$\text{grad } p_{пл} \ge 0{,}11 \text{ МПа/10 м}. \qquad (1.3)$$

Высокопроницаемым коллектором считают пласт, пористая (k_n) или трещинная (k_m) проницаемость которого имеет значение соответственно больше 0,1 мкм^2 и 0,01 мкм^2. При значениях k_n и k_m меньше указанных величин коллектор считается малопроницаемым.

Близко расположенными по отношению к продуктивному объекту считаются пласты, находящиеся на расстоянии менее 5 мм.

По фракционному составу различают песчаники мелкозернистые с размером частиц песка в пределах 0,10–0,25 мм, среднезернистые (0,25–0,50 мм) и крупнозернистые (0,5–1,0 мм).

Основными факторами, определяющими выбор конструкции забоя, являются способ эксплуатации объекта, тип коллектора, механические свойства пород продуктивного пласта и условия его залегания.

В зависимости от способа эксплуатации продуктивные объекты делят на эксплуатирующиеся раздельно, совместно и совместно-раздельно.

При раздельной эксплуатации объектов возможно применение всех опробованных в наше время конструкций забоя.

При совместной или совместно-раздельной эксплуатации необходимо изолировать продуктивные горизонты друг от друга, поэтому они должны быть перекрыты сплошной или потайной колонной с обязательным их цементированием.

Условия применения конструкций с открытым забоем: коллектор однородный гранулярного или трещинного типа в состоянии, не допускающем применения тампонажного материала; в разрезе коллектора отсутствуют близко расположенные водоносные или газоносные пласты, в его подошве нет воды; коллектор состоит, как правило, из прочных пород; используется раздельный способ эксплуатации объекта.

Конструкция с закрытым забоем используется в следующих случаях: в неоднородном коллекторе пористого или трещинного типа, в котором чередуются устойчивые или неустойчивые породы, водо- и газовмещающие пропластки с разными пластовыми типами; при необходимости крепления неоднородных коллекторов с целью изоляции близко расположенных газоводонефтевмещающих пластов; в коллекторе, характеризующемся высокими значениями пористой (k_n) или трещинной (k_m) проницаемости пород; когда необходимо обеспечить совместную, раздельную или совместно-раздельную эксплуатацию объектов.

Конструкции забоев смешанного вида используются в следующих случаях: в однородном коллекторе пористого или трещинного типа при наличии близко расположенных напорных горизонтов или газовой шапки у кровли пласта, а также при низких значениях пористой или трещинной проницаемости пород; в коллекторе, составленном прочными породами, сохраняющими устойчивость при образовании депрессии на пласт при эксплуатации скважины; при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Применяются конструкции забоев для предупреждения выноса песка: в слабосцементированном коллекторе, составленном мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками, для которых характерно разрушение призабойной зоны пласта, с выносом песка при эксплуатации скважины; при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Принципы выбора конструкции скважины приведены ниже.

I. Конструкции открытого забоя.

1. Устанавливают соответствие условий залегания проектного продуктивного объекта и его физико-механических свойств требованиям, описанным выше.

2. Исходя из ожидаемых условий эксплуатации, оценивают устойчивость пород в призабойной зоне по выражению

$$\sigma_{сж} \geq 2 \cdot \left[K \cdot \left(10^{-10} \cdot \rho \cdot g \cdot H - p_{пл} - p_{в} \right) \right], \qquad (1.4)$$

где $\sigma_{сж}$ – граница прочности пород продуктивного пласта при одноосевом сжатии, МПа; H – глубина залегания продуктивного пласта, м; K – коэффициент бокового распора:

$$K = \frac{\mu}{1-\mu}; \qquad (1.5)$$

$p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $p_в$ – давление столба жидкости на забое скважины, МПа; g – ускорение свободного падения, м/с^2; ρ – средняя плотность вышезалегающих горных пород, кг/м^3,

$$\rho = \frac{\sum_{1}^{n} \rho_i \cdot h_i}{H}; \qquad (1.6)$$

ρ_i – плотность горных пород i-го пласта, кг/м^3; h_i – толщина i-го пласта, м; n – число пластов; μ – коэффициент Пуассона, средние значения которого для основных типов пород указаны ниже.

Породы	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы	Известняки	Песчаники	Песчаные сланцы
Коэффициент Пуассона μ	0,41	0,30	0,25	0,31	0,30	0,25

Пример. Эксплуатация скважины глубиной 1500 м будет осуществлена из песчаника, граница прочности которого на сжатие $\sigma_{сж}$ = 30 МПа, пластовое давление в котором равно 15,5 МПа, предполагается вести эксплуатацию при депрессии 2 МПа, а средняя плотность горных пород по разрезу скважины равна 2250 кг/м^3.

При таких условиях

$$p_a = 15{,}5 - 2{,}0 = 13{,}5 \text{ МПа};$$

$$K = \frac{0{,}3}{1-0{,}3} = 0{,}43;$$

$$\sigma_{сж} = 30 \text{ МПа} >$$

$$> 2 \cdot \left[0{,}43 \cdot \left(10^{-6} \cdot 2250 \cdot 9{,}8 \cdot 1500 - 15{,}5\right) + (15{,}5 - 13{,}5)\right] = 18 \text{ МПа}.$$

3. Принимаются во внимание следующие исходные данные:

- при устойчивом или неустойчивом коллекторе, если grad $p_{пл} \geq$ $\geq$ 1 МПа/10 м, а у самого коллектора $k_п$ > 0,1 мкм^2 или $k_т$ > 0,01 мкм^2, применяют конструкцию открытого забоя (рис. 1.1, *в*);
- если у коллектора низкая пористая или трещинная проницаемость, а grad $p_{пл} \geq$ 0,1 МПа/10 м, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя (рис. 1.1, *б*), а при неустойчивом коллекторе – изображённую на рисунке 1.1, *г*;

• если grad $p_{пл}$ < 0,1 МПа/10 м, независимо от проницаемости пород при устойчивом коллекторе выбирают конструкцию забоя, изображённую на рисунке 1.1, *б*, а при неустойчивом коллекторе – изображённую на рисунке 1.1, *г*.

II. Конструкции закрытого типа.

В этом случае устанавливается соответствие конструкции условиям залегания и эксплуатации продуктивного объекта. Все расчёты колонн, выбор прочности цементного камня и прочее осуществляются согласно действующим инструкциям.

III. Конструкции смешанного типа.

1. Устанавливается соответствие условиям залегания и эксплуатации продуктивного объекта.

2. Оценивается устойчивость пород призабойной зоны пласта.

3. При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя, изображённую на рисунке 1.1, *д*, а при неустойчивом коллекторе – на рисунке 1.1, *е*.

IV. Выбор конструкции для предупреждения выноса песка.

1. Устанавливается соответствие конструкции условиям залегания и эксплуатации продуктивного объекта.

2. Определяется средний фракционный состав пластового песка.

3. В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используется конструкция забоя скважины, изображённая на рисунке 1.1, *ж*.

4. В скважинах с мелкозернистыми песчаниками применяют конструкции забоя, показанные на рисунке 1.1, *ж*, *з*.

Общая схема выбора конструкции забоя скважины для разных типов коллекторов с учётом воздействия основных факторов изображена на рисунке 1.1.

Общие требования к конструкции забоя открытого типа

1. Продуктивные пласты должны быть устойчивыми при депрессии и не разрушаться при кислотных и других методах искусственного воздействия на пласт:

$$p_{пл} - p_{в} \le \frac{\sigma_{сж}}{2} - k \cdot \left(\rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{6} - p_{пл}\right). \qquad (1.7)$$

2. В конструкциях забоев, изображённых на рисунке 1.1, *б*, *г*, башмак эксплуатационной колонны устанавливают в устойчивых непроницаемых отложениях кровли продуктивного объекта с целью изоляции вышезалегающих водных отложений, исключения осыпания пород открытого ствола и предупреждения перетоков пластового флюида в вышеразмещенные горизонты; при наличии над кровлей пласта устойчивых непроницаемых пород большой толщины башмак колонны устанавливают на расстоянии 10–20 м от кровли пласта.

3. В конструкциях забоев, изображённых на рисунке 1.1, *г*, при наличии в кровле продуктивного объекта неустойчивых отложений с целью исключения осыпания пород открытого ствола эксплуатация скважины должна осуществляться за счёт применения двух заколонных пакеров типа ПМП конструкции ВНИИБТ. Один устанавливают в верхней части потайной колонны, другой – в устойчивой части кровли проуктивного объекта.

4. При конструкции открытого забоя (см. рис. 1.1, *в*) эксплуатационная колонна цементируется с использованием пакера типа ПМД конструкции ВНИИБТ, установленного на 8–10 м выше перфорированного фильтра для предупреждения проникновения тампонажного раствора в продуктивную часть пласта.

5. Открытие продуктивного объекта при АНПД в условиях однородной высокопроницаемой массивной залежи с развитыми вертикальными разломами и расселинами должно осуществляться до глубины залегания зоны интенсивного поглощения бурового раствора.

6. При последовательном бурении нескольких скважин одного куста и задержке при освоении продуктивных объектов до завершения строительства запланированных скважин технология создания конструкции открытого забоя должна предусматривать исключение продолжительного воздействия бурового раствора на продуктивный пласт с целью максимального сохранения его коллекторских свойств.

7. Технология создания конструкции открытого забоя скважины должна обеспечивать выполнение без осложнений следующих операций: спуск компоновок эксплуатационной и потайной колонн с установленными на них приспособлениями; закрепление колонны в призабойной зоне, качественное вскрытие пласта и современные способы освоения; искусственные воздействия на призабойную зону с целью интенсификации притока; проведение ремонтно-изоляционных работ.

Технология создания конструкций открытого забоя скважины сводится к следующему:

- при создании конструкции забоя (см. рис. 1.1, *б*) до кровли продуктивного пласта спускают эксплуатационную колонну, а затем её цементируют; вскрывают продуктивный объект; при grad $p_{пл}$ < 0,1 МПа/10 м, k_m < 0,01 мкм^2 применяют специальные буровые растворы или газообразные агенты – аэрированные буровые растворы, пены, азот, природный газ или воздух в виде тумана, не загрязняющие пласт;
- сначала бурят скважину до кровли продуктивного объекта; на основе геолого-геофизических исследований определяют глубину спуска эксплуатационной колонны и месторасположение её башмака, учитывая необходимость его установления напротив устойчивых непроницаемых отложений;
- ствол скважины перекрывают эксплуатационной колонной; при

grad $p_{пл}$ < 0,1 МПа/10 м и наличии близко расположенных от продуктивного пласта напорных горизонтов для исключения возможных перетоков флюидов на колонне устанавливают элементы колонной и заколонной оснастки, повышающие качество разъединения пластов, и заколонный пакер типа ПДМ для манжетного цементирования эксплуатационной колонны или типа ПГП и ППГ для герметизации кольцевого пространства у её башмака;

- вскрывают продуктивные отложения с использованием бурового раствора плотностью, отвечающей условиям Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях; буровой раствор утяжеляют кислоторастворимыми утяжелителями; при плотности раствора до 1300 кг/м^3 применяют мел; более значительное утяжеление обеспечивают мелом и баритом или только сидеритом;
- в случае проведения работ в трещинном коллекторе с аномально низким пластовым давлением при поглощении скважину переводят на воду, аэрированную жидкость или пенную систему; углубляют забой на 30–50 м; выполняют испытание открытых отложений испытателем пластов; при наличии притока флюида скважину готовят к освоению и испытанию по принятой технологии; при отсутствии притока скважину дальше углубляют на 30–50 м и повторно проводят опробование продуктивного объекта испытателем пластов; эти работы проводят до получения объективной достоверной информации;
- оптимальную депрессию на пласт определяют по результатам исследования скважины на разных режимах;
- при использовании для вскрытия пластов буровых растворов с кислоторастворимыми наполнителями для интенсификации притока обрабатывается весь продуктивный объект раствором соляной кислоты 12–21 %-ной концентрации.

Технология создания конструкции забоя, показанной на рисунке 1.1, *г*, такая же, как и описанной выше конструкции. Дополнительная операция при её создании – перекрытие неустойчивого пористо-трещинного коллектора потайной колонной-фильтром. Предупреждение обвала стенок скважины и зашламление открытого ствола достигается установлением заколонных пакеров конструкции ВНИИБТ, размещающихся в неперфорированной части потайной колонны у кровли продуктивного пласта, а также в башмаке эксплуатационной колонны. При этом порядок выполнения технологических операций по созданию конструкции забоя (см. рис. 1.1, *г*) следующий. Выполняют работы по заканчиванию скважины бурением. Проводят комплекс геофизических исследований, включая и кавернометрию, определение интервала залегания продуктивного объекта и гидромониторное расширение ствола в указанном интервале. Расширение совершают гидромониторным перфоратором, оснащённым четырьмя насадками диаметром 6 мм, при расходе жидкости, обеспечивающем перепад давле-

ния на насадке не менее 10 МПа. Скорость подачи инструмента должна быть в пределах от 3 до 4 м/ч при его вращении на первой скорости. Раствор для предупреждения забивания насадки перфоратора тщательно очищается.

По данным кавернометрии определяют степень разрушения стенок скважины, затем делают вывод о необходимом типе конструкции открытого забоя. Он определяется в зависимости от следующих условий:

1) ствол устойчивый и разрушению не поддаётся – скважину оставляют открытой (см. рис. 1.1, *б*);

2) ствол неустойчивый, слабо уплотненные пропластки хорошо выделяются – скважину заканчивают со спуском в открытый ствол незацементированной потайной колонны-фильтра, оснащенной пакерами, которые размещены против устойчивой нерасширенной части ствола. Потайную колонну выполняют неперфорированной или в виде фильтра.

Потайную колонну-фильтр оснащают круглыми отверстиями диаметром 10 мм с расчётом 20 отверстий на 1 м или щелями. В щелевом фильтре на 1 м трубы прорезают 8 щелей длиной 100–150 мм и шириной 3–5 мм каждая, расположенных по кругу с углом смещения 120°. Отверстия и щели размещаются не ближе 0,6 мм от резьбовых соединений колонны. Нижнюю часть потайной колонны-фильтра оснащают муфтой с нарезанными зубцами, армированными твердым сплавом, обеспечивают их внедрение в забой и фиксацию потайной колонны при отвинчивании бурильного инструмента.

Неперфорированную потайную колонну в верхней части оснащают пакером типа ПМП, а в нижней – башмачным патрубком с направляющей пробкой. В случае, если башмак эксплуатационной колонны отстоит от кровли продуктивного пласта более чем на 25 м, а кровля пласта составлена неустойчивыми отложениями, потайную колонну оснащают вторым пакером типа ПМП, размещающимся ниже интервала залегания неустойчивых пород.

Осуществляется распакерование пакеров в скважине, откручивается и поднимается бурильный инструмент, перфорируется потайная колонна перфораторами типов ПНКТ-73, ПНКТ-89, ПР-54 или ПР-43 при депрессии на пласт, конкретно определённой для скважины.

Выполняются работы по вызову притока, освоению и исследованию скважин.

При создании конструкции забоя по рисунку 1.1 при grad $p_{пл} \geq$ $\geq$ 0,1 МПа/10 м, $k_n \geq 0{,}1$ мкм^2 или $k_m > 0{,}01$ мкм^2 продуктивный горизонт вскрывают вместе с вышележащими отложениями без применения специальных растворов. Эксплуатационную колонну спускают до забоя, оснащая её в интервале пласта-коллектора фильтром с отверстиями или щелями, а над фильтрами устанавливают пакер типа ПДМ и элементы заколонного оснащения. Последнюю трубу перед пакером оснащают чугунной заглушкой или в трубе заранее устанавливают цементную пробку. Цементируют скважину с поднятием тампонажного раствора в интервале от места уста-

новки пакера до проектной отметки. Разбуривают цементную пробку, упорное кольцо «стоп», цементный стакан и заглушку.

При заканчивании скважины с конструкцией закрытого типа (см. рис. 1.1, *а*) продуктивный объект вскрывают вместе с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторские свойства пласта. В забой спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическая связь с пластом осуществляется с применением пулевой, кумулятивной или гидропескоструйной перфораций.

Технология создания конструкции забоя смешанного типа (см. рис. 1.1, *д, е*) в общем аналогична. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей толщины продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близко расположенных к кровле пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны её перфорацию выполняют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости обрабатывают призабойную зону пласта. В отличие от конструкции забоя, изображённой на рис. 1.1, *д*), в конструкции, приведенной на рисунке 1.1, *е,* открытый забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или гранулярного типов, перекрывают потайной колонной-фильтром.

Технология создания конструкций забоя смешанного типа (см. рис. 1.1, *д, е*) в общем аналогична. Скважину бурят до проектной глубины с вскрытием всей толщины продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близко расположенных к кровле пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны её перфорацию выполняют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости обрабатывают призабойную зону пласта. В отличие от конструкции забоя, изображённой на рисунке 1.1, *д*, в конструкции, приведенной на рисунке 1.1, *е*, открытый забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или гранулярного типов, перекрывают потайной колонной-фильтром.

Технология создания конструкций забоя для предупреждения выноса песка (см. рис. 1.1, *ж*) основывается, прежде всего, на объединении зацементированной эксплуатационной колонны и забойного фильтра (щелевого, с проволочной обмоткой, металлокерамического, титанового), установленного в интервале перфорации. Предельно допустимая депрессия на слабосцементированный пласт при такой конструкции забоя определяется из выражения

$$\Delta p \le \frac{c \cdot \varepsilon \cdot r_C \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)}{6 \cdot k}, \qquad (1.8)$$

где c – сила сцепления горных пород, МПа (c = 0,2 ÷ 1,4 МПа); ε – коэффициент прочности пористых каналов:

$$\varepsilon = \frac{m_e}{m_n}, \tag{1.9}$$

$R_к$ – радиус контура питания, принятый равным половине расстояния от ближайшей эксплуатационной скважины, м; r_c – радиус скважины, м; k – проницаемость породы, мкм^2; m_e, m_n – соответственно эффективная и полная пористость.

Пример.

Имеем r_c = 0,1 м; $R_к$ = 200 м; k = 0,2 мкм^2; m_e = 24 %; m_n = 26 %; c = 1 МПа. Тогда

$$\Delta p = \frac{1 \cdot \frac{24}{26} \cdot 0{,}1 \cdot \ln \frac{200}{0{,}1}}{6 \cdot \sqrt{0{,}2}} = 0{,}26 \text{ МПа}.$$

Ширину щели Z забойного фильтра выбирают из условия

$$Z = 3 \cdot d_1 + d_2,$$

где d_1 и d_2 – соответственно размеры самых мелких и самых крупных зёрен пластового песка, мм.

В конструкции забоя, представленной на рисунке 1.1, *з*, предупреждение выноса песка достигается путём создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала типа Контарен-2. Для этого после перфорации колонны создается вызов притока, отрабатывается пласт в течение 1–5 сут., проверяется проницаемость пласта и закачивается на поглощение тампонажный состав Контарен-2.

Проницаемый полимерный тампонажный материал Контарен-2 разработан во ВНИИКРнефти и включает в свой состав ТС-10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия) и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала на сжатие составляет не менее 6 МПа, а после вымывания из него соли – от 3,5 до 5,0 МПа. Соответственно проницаемость камня равна 0,12–0,20 и 1–5 мкм^2.

Вымывание солевого наполнителя осуществляется при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5–0,1 % из расчёта 1–2 м^3 на 1 м интервала перфорации.

Материал устойчив к воздействию кислот и не разрушается при температуре до 200 °С.

Предельная допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны Контареном-2 не должна превышать 3 МПа.

1.2 Пакеры и специальный инструмент для разобщения пластов при креплении скважин в призабойной зоне

В мировой практике развивается выборочный метод изоляции пластов при креплении скважин, предусматривающий подбор к каждой зоне затрубного пространства наиболее оптимальных технологических мер, органично входящих в единый процесс крепления скважин. Важную роль при этом играют заколонные пакеры. На Украине заколонные пакеры изготовляются АО «Карпатнефтемаш» в г. Калуше по технологической документации, разработанной А. Цириным, В. Ванифатьевым, Л. Фарукшином. За границей заколонные пакеры разрабатываются и изготовляются главным образом фирмами США: «Junes», «Baker», «Halliburton», «TAM International», «Complection Tool Co», «Gearhardt Owen».

Взрывные заколонные пакеры разработаны в Российской Федерации М. Левиным.

В конструкциях забоя скважин (рис. 1.1, *б–г*) предусмотрено применение заколонных пакеров. В таблице 1.1 представлена информация об основных направлениях применения заколонных пакеров при креплении скважин.

Таблица 1.1

Технические средства реализации	Основные направления применения
Пакерующая корзина	Отсутствие каверн, седиментационно устойчивый тампонажный раствор, неограниченный температурный диапазон, наиболее ограниченный перепад давления
Пакер-фильтр	Отсутствие каверн, неограниченная седиментационная устойчивость тампонажного раствора, неограниченный температурный режим, ограниченный перепад давления
Скважинный нагреватель, скважинный вибратор	Отсутствие каверн, седиментационно устойчивый тампонажный раствор, ограниченный температурный режим и перепад давления
Заколонные проходные гидравлические и гидромеханические пакеры	Отсутствие значительных каверн, устойчивая стенка скважины, повышенное или среднее управляемое давление установления пакера, существенно повышенный перепад давления
Заколонный гидравлический пакер с металлическим уплотняющим элементом	Отсутствие каверн, седиментационно устойчивый тампонажный раствор, ограниченный температурный диапазон, наиболее повышенный перепад давления

Установленные на обсадной колонне заколонные пакеры разной конструкции обеспечивают надежную изоляцию пластов между собой и предупреждают перетоки нефти, газа или воды через цементное кольцо в затрубном пространстве. Особенно нужны эти пакеры тогда, когда водяные, нефтяные или газовые горизонты находятся на незначительном расстоянии друг от друга и когда во время операций освоения скажин или в период их эксплуатации необходимо создавать большие депрессии на пласт, а значит, и большие градиенты давлений на один метр цементного кольца.

В США внедрены в практику пакерующие корзины при манжетном цементировании. Эти корзины выполнены по аналогии с пружинными центраторами, но в нижней половине пружины расширены и установлены с обоюдным перекрытием. Корзины позволяют создавать в заданных зонах скважины седиментационно уплотненный цементный камень.

В институте «ТатНИИнефть» разработан и нашёл применение на практике пакер-фильтр, устанавливаемый на обсадной колонне. Это приспособление представляет собой патрубок, в котором вмонтирован фильтрующий элемент с обратным клапаном для пропуска фильтрата цементного раствора из затрубного пространства внутрь колонны через специальные отверстия, перекрытые срезающими заглушками. Пакер-фильтр срабатывает после открытия отверстий в результате срезания заглушек цементирующей пробкой и снижения давления в цементирующей головке до атмосферного. Под действием перепада давления между затрубным и внутритрубным пространствами тампонажный раствор отдает избыточную воду не в пласт, а внутрь обсадной колонны, а твердая фаза смеси уплотняется в зоне фильтра.

Наиболее радикальное средство улучшения изоляции пластов в строго заданных интервалах заколонного пространства скважины – применение заколонных пакеров, включающих в себя уплотняющий элемент в виде эластичной манжеты разной конфигурации. Манжета пакера должна представлять собой резиновое, резинотканевое или резинометаллическое изделие. По схеме уплотнения пакерующих приспособлений пакеры делятся на механические и гидравлические. Пакеры, не перекрывающие канал обсадной колонны, называются проходными.

Пакеры устанавливаются как в зоне ранее обсаженной колонны, так и в открытом стволе.

В США наиболее широко применяются пакеры фирмы «Lynes». Пакер состоит из рукавного уплотнителя и клапанной муфты. Пакер или несколько пакеров устанавливаются в скважине на любых необходимых глубинах для обеспечения надежной герметизации пространства между обсадной колонной и стенкой скважины. Пакерование осуществляется после посадки цементирующей пробки на стоп-кольцо и повышения давления в колонне до необходимого. Жидкость, заполняющая обсадную колонну в зоне установления пакера, поступает в рабочую полость уплотняющего элемента через канал в клапанной муфте. При этом рукав уплотняющего

элемента расширяется, прижимаясь к стенке скважины. Жидкость поступает в рабочую полость и удерживается там двумя обратными клапанами, один из которых осуществляет защиту пакера при последующих технологических операциях в обсадной колонне, например, при гидравлическом разрыве пласта.

При установлении на колонне нескольких пакеров в них монтируются срезные шпильки, разрушающиеся при разных давлениях. Срабатывают пакеры при повышении давления в цементирующей головке.

Заколонные пакеры фирмы «Lynes» изготовляются для обсадных труб диаметром от 88,89 до 761,99 мм.

В зависимости от конкретных геолого-технических условий крепления скважины заколонные пакерные приспособления для двухступенчатого или манжетного цементирования могут применяться для следующих целей:

- разобщения поглощающих или проявляющих пластов в интервале цементирования или ниже его;
- защиты продуктивного пласта от контакта с тампонажным раствором;
- обеспечения необходимой высоты подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве.

Цель применения пакера определяется конкретными технологическими задачами разобщения пластов при креплении скважины. При этом конструкция заколонного пакера и принцип приведения его в действие должны обеспечивать его защиту от преждевременного износа в процессе спуска обсадной колонны, во время промывок скважины и цементирования её интервала ниже пакера. Кроме того, конструкция пакера должна обеспечивать технологичность её использования и надёжный контроль за его работой в скважине во время цементирования независимо от глубины его установки.

После изоляции пакером поглощающего интервала или пласта его уплотняющий элемент в процессе цементирования скважины выше пакера воспринимает перепад давления сверху вниз, обусловленный разницей между гидростатическими давлениями столбов жидкостей, а также гидродинамическими сопротивлениями в заколонном пространстве над пакером и давлением в поглощающем пласте. В случае изоляции проявляющего пласта этот перепад давления на уплотняющий элемент пакера на протяжении периода ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) начинает действовать сверху вниз в связи со снижением гидростатического давления столба тампонажного раствора в процессе его твердения и схватывания. Поэтому избыточное давление пакерования должно быть подобрано с учётом сохранения герметизующей способности уплотняющего элемента пакера при возможных изменениях воздействующего на него перепада давления. Установлено, что оптимальные значения избыточного давления пакерования для заколонных гидравлических пакеров находятся в пределах 8–10 МПа.

При использовании заколонного гидравлического пакера для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины расширение его

уплотняющего элемента осуществляется закачиванием под него продавочной жидкости из обсадной колонны, в качестве которой, как правило, используется буровой раствор, находящийся в скважине перед её цементированием. Однако при использовании этого пакера для проведения манжетного цементирования уплотняющий элемент пакера целесообразно заполнять начальной порцией тампонажного раствора, закачивающегося в скважину по обсадной колонне вслед за разделяющей пробкой, которая устанавливается в пакере. При установке заколонного пакера на башмаке обсадной колонны полость уплотняющего элемента заполняется порцией тампонажного раствора из обсадной колонны в любой момент операции его продавливания в заколонное пространство скважины.

При установке заколонных пакеров ступенчатого и манжетного цементирования в открытой части ствола скважины, особенно непосредственно над изолирующим, поглощающим или проявляющим пластом, наиболее надежно использование пакеров с упругорасширяющимся уплотняющим элементом подвижного типа, т.е. гидравлическим. Такой пакер обеспечивает достаточно надёжную изоляцию пласта при наличии в интервале его установки небольших каверн и неровностей ствола скважины. При установке в номинальном диаметре ствола скважины, составленного плотными и непроницаемыми породами, или в нижней части предыдущей обсадной колонны целесообразно использовать более простой и дешевый гидромеханический пакер с уплотняющим элементом осевого сжатия или радиального расклинивания.

Для манжетного цементирования и заканчивания скважины с конструкцией открытого типа одинаково технологичны в использовании следующие пакеры: заколонный пакер с циркуляционным клапаном, приводимый в действие посадкой в него падающей пробки; пакер с цементирующей муфтой, приводимый в действие последовательным образованием избыточного давления в обсадной колонне после перекрытия её башмака разделяющей пробкой или шаром; пакер, приводимый в действие избыточным давлением, с цементирующей муфтой, которая срабатывает от падающей пробки. На рисунке 1.2, *а, б* изображен уплотняющий элемент гидравлического пакера, конструкция которого предупреждает возможность миграции газа или жидкости по телу рукава.

Уплотняющий элемент гидравлического пакера состоит из корпуса 2, на котором при помощи конечной присоединительной арматуры 1 закреплён резинотканевый рукав, состоящий из внутреннего 3 и внешнего 7 резиновых слоев и промежуточного силового тканевого слоя 6. Между внутренним и силовым слоями рукава по винтовой линии намотаны запаянные с двух сторон и заполненные компонентами твердеющей массы эластичные саморазрушающиеся трубки 4, на которых установлены прокалывающие скобки 5, выполненные в виде разрезанного кольца с высаженными внутрь иглами 8. Приспособление работает следующим образом. Уплотняющий элемент вместе с узлами пакера присоединяют к обсадной колонне и спускают в скважину. По окончании процесса цементирования и сраба-

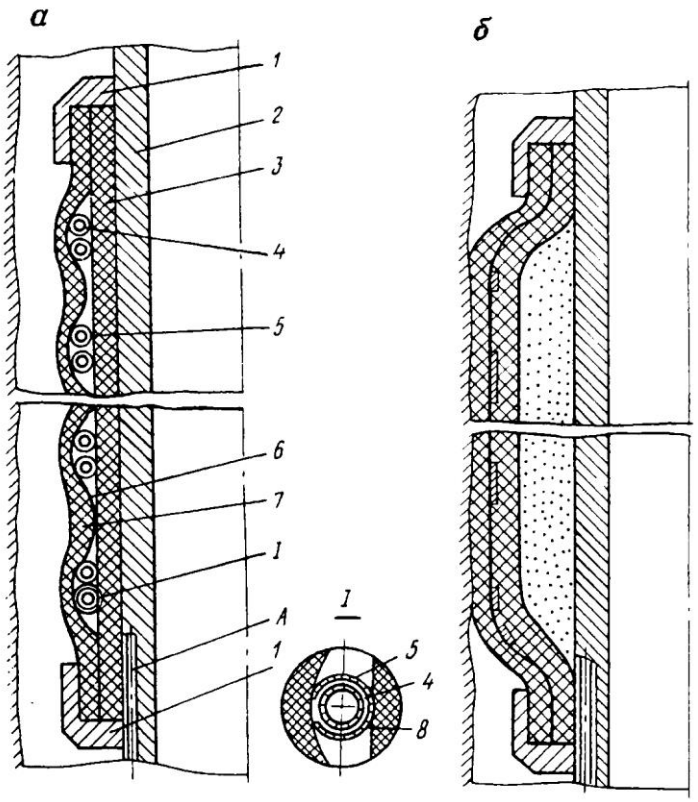


Рисунок 1.2 – Уплотняющий элемент гидравлического пакера в восходящем (*а*) и рабочем (*б*) состояниях

тывания клапанного узла пакера жидкость из обсадной колонны через канал А поступает в полость уплотняющего элемента, раздувает его до состояния прижатия к стенке скважины. При последующем повышении давления прокалывающие скобки 5 разрушают стенки эластичных трубок 4, и компоненты твердеющей массы, которые, будучи вытесненными из трубки, перемещаясь, образуют крепкое монолитное соединение внешнего 7, внутреннего 3 и силового 6 слоев рукава. Компоненты твердеющего слоя в трубках 4 уплотняющего элемента подбирают таким образом, чтобы не произошло их преждевременное твердение при проколе трубки в процессе спуска приспособления в скважину.

Уплотняющие элементы гидромеханического пакера, разработанные ВНИИБТ, изображены на рисунке 1.3 в трех вариантах.

Приспособление по первому варианту (рис. 1.3, *а, I*) включает в себя корпус 6 с радиальными отверстиями А, на нем установлена секционная манжета 5, средняя часть которой 7 закреплена на корпусе срезным штифтом 8, поршень-проталкиватель 2, защитную втулку 1 (на рисунке показана лишь частично), перекрывающую радиальные отверстия А в корпусе 6, упор 9, ограничители 4 хода поршня-проталкивателя и средней части манжеты. Поршень-проталкиватель 2 и упор 9 оборудованы элементами торцовой защиты 3.

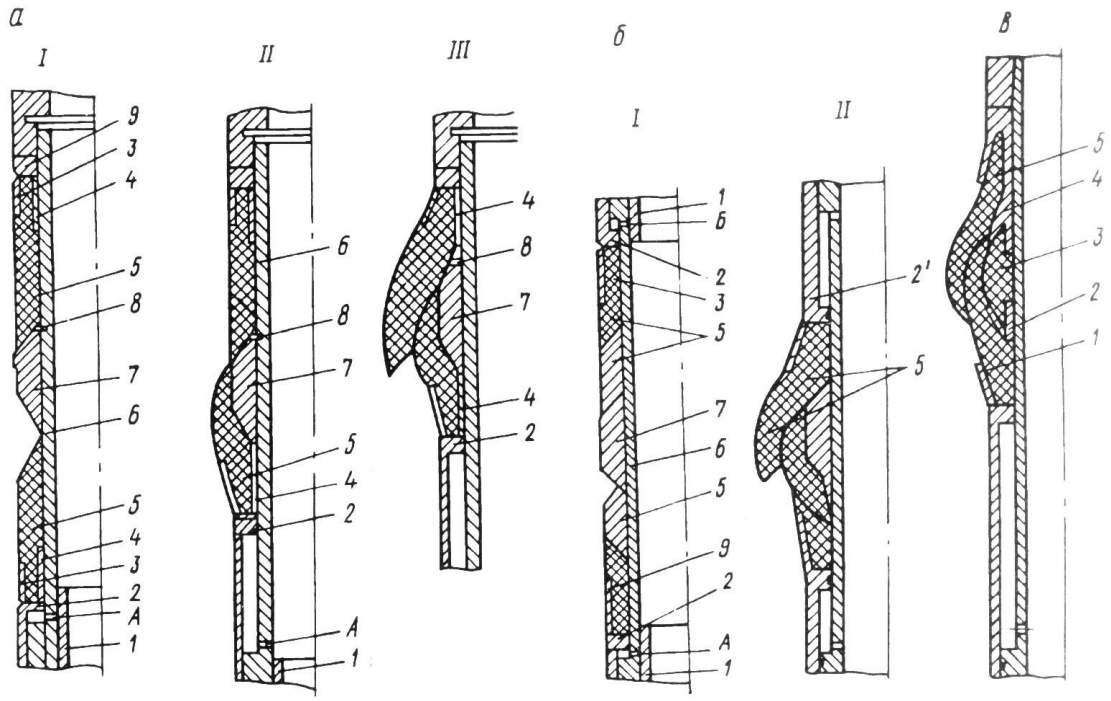


Рисунок 1.3 – Секционные элементы гидромеханического пакера:
а, б – первый и второй основные элементы;
в – дополнительный элемент

Это приспособление работает следующим образом. По окончании процесса цементирования скважины защитная втулка 1, перемещаясь вниз, открывает радиальные отверстия А. Срабатывание защитной втулки может осуществляться путём устранения давления в цементирующей головке. При нарастании избыточного давления в обсадной колонне жидкость, поступающая сквозь радиальные отверстия А корпуса 6, перемещает поршень-проталкиватель 2, который, в свою очередь, перемещает взаимодействующие с ним манжеты 5 и ограничитель 4 в строго заданное положение (рис. 1.3, *а*, *II*). При дальнейшем повышении давления поршень-проталкиватель 2 с помощью ограничителя 4 взаимодействует со средней частью 7 секционной манжеты, срезая штифт 8 и перемещая среднюю часть манжеты до контакта с верхним ограничителем 4 в положение, показанное на рисунке 1.3, *а*, *III*.

Приспособление по второму варианту (рис. 1,3, *б*, *I*) состоит из корпуса 6 с радиальными отверстиями А и Б, установленной на нем манжеты 5, средняя часть которой 7 неподвижно закреплена на корпусе; основного поршня-проталкивателя 2 с ограниченным ходом и большой рабочей площадью, воспринимающей внутриколонное давление; защитных втулок 1 (на рисунке показаны лишь частично), перекрывающих радиальные отверстия А и Б в корпусе 6. Поршни-проталкиватели 2 и 3 оборудованы элементами торцовой защиты 3. Корпус обладает ограничителем хода основного поршня, выполненным в виде разрезного кольца.

Это приспособление работает следующим образом. По окончании процесса цементирования скважины защитные втулки 1, перемещаясь, открывают радиальные отверстия А и Б. Втулки срабатывают как в первом

варианте. При нагнетании избыточного давления в обсадной колонне жидкость, поступающая сквозь радиальные отверстия А и Б в корпусе, действует на рабочие площади поршней-проталкивателей 2 и 3. Так как площадь поршня-проталкивателя 2 больше площади поршня-проталкивателя 2', то под воздействием избыточного давления в первую очередь переместится поршень-проталкиватель 2, обладающий ограниченным ходом, позволяющим переместить взаимодействующие с ним секции манжеты 5 в строго определённое положение, которое показано на рисунке 1.3, *б*, *I*. При дальнейшем повышении давления в обсадной колонне поршень-проталкиватель 2 перемещает смежные с ним секции манжеты 5 в положение, изображённое на рисунке 1.3, *б, II*.

Проходные пакеры для радиального повышения качества разобщения пластов

ВНИИБТ разработаны заколонные гидравлические пакеры типов ППГ и ПК (рис. 1.4, *а–г*). Каждый пакер включает в себя два основных элемента: рукавный уплотнитель и клапанный узел. Рукавный уплотнитель состоит из корпуса, на который с зазором посажен уплотняющий элемент с резиново-тканевого упругорасширяющегося рукава, закрепленного на концах корпуса стальными сжимающими обоймами. В теле корпуса находятся каналы для подачи рабочей жидкости в уплотняющий элемент. Клапанный узел включает корпус, где установлены элементы, выполняющие функции впускного и запорного клапанов, а также предупреждающие несвоевременное срабатывание клапана.

В пакере-контейнере между рукавным уплотнителем и клапанным узлом установлен кольцевой контейнер, обеспечивающий заполнение уплотняющего элемента двухкомпонентной твердеющей смесью, отдельную доставку компонентов к месту пакерования и совместную их закачку в полость уплотняющего элемента с достаточно равномерным смешиванием. Это достигают разделением кольцевой рабочей полости контейнера по длине на несколько участков специальными кольцевыми разделителями с пропускными оторочками. Рабочую полость заполняют смолами МФ-17 и ФР-12 с чередованием их по участкам. Смолы с контейнера в рукавный уплотнитель закачивают путём их вытеснения жидкостью, поступающей с обсадной колонны под заданным давлением. При этом от каждой пропускной оторочки зона перемещения расширяется потоком. Некоторое количество кольцевых разделителей в рабочей полости контейнера обеспечивает уменьшение и наложение указанных зон, вследствие чего смолы довольно равномерно смешиваются при их закачке в рукавный уплотнитель. Образовавшаяся смесь через 5 сут. даёт прочность на сжатие 10–11 МПа. Пакеры типа ППГ и ПК приводятся в действие аналогично заколонному пакеру фирмы «Lynes». Для запакерования скважины по окончании закачки в обсадную колонну продавливающей жидкости увеличивают давление и выдерживают под ним в продолжение некоторого времени (не менее 5 мин.). При этом уплотняющий элемент расширяется и плотно прижимается к стенке скважины жидкостью, поступающей в него.

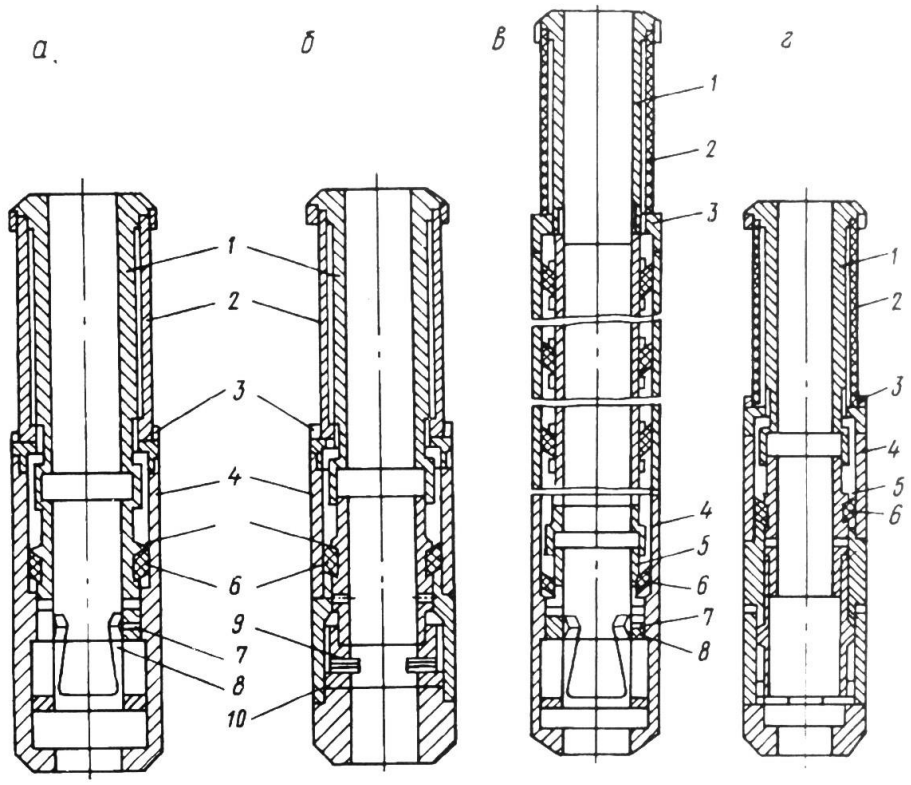


Рисунок 1.4 – Заколонные приходные гидравлические пакеры:
1 – корпус рукавного уплотнителя; 2 – упругорасширяющийся рукав;
3 – обжимающий стакан; 4 – корпус клапанного узла; 5 – дифференциальная втулка;
6 – резиновая пропускная манжета одностороннего действия; 7 – срезной винт;
8 – держатель с пружинными лапами; 9 – винт с пустотелой ножкой; 10 – вставка

Клапанный узел пакеров типа ППГ и ПК поочередно выполняет следующие функции: до завершения процесса цементирования исключает попадание жидкости продавливания в рабочую полость рукавного уплотнителя; после посадки цементной пробки на стоп-кольце соединяет эту полость с внутренним пространством обсадной колонны при дополнительном повышении давления в цементирующей головке; после снятия избыточного давления в цементировочной головке после пакерования скважины герметично закрывает рабочую полость рукавного уплотнителя; при последующих повышениях давления в обсадной колонне предупреждает соединение этой полости с полостью колонны.

Цементирование обсадной колонны, оборудованной пакером типа ППГ или ПК, к моменту «стоп» не отличается от обычного процессса прямого одноступенчатого цементирования. При прохождении цементировочной пробки сквозь пакер элемент его защиты от несвоевременного срабатывания выводится из рабочего состояния, что отмечается незначительным всплеском давления в нагнетательной линии. Этим обеспечивается подготовка клапанного узла к срабатыванию при создании в цементировочной головке заданного давления. Вследствие действия давления, создающегося после посадки цементировочной пробки на стоп-кольцо, срезается винт, удерживающий дифференциальный золотник. Последний, пе-

ремещаясь вверх, обеспечивает гидравлическую связь между рабочей полостью уплотняющего элемента и полостью обсадной колонны.

В таблице 1.2 помещены данные о пакерах ППГ и ПК.

Таблица 1.2

Показатели	ППГ-146	ППГ-148	ПК-146	ПК-148
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами, МПа, при коэффициенте пакерования:				
номинальном – 1,25	14	14	20	20
максимальном – 1,45	10	10	20	20
Минимальное внутреннее избыточное давление, при котором пакер приводится в действие, МПа	5,5	5,8	5,6	5,8
Максимальный коэффициенте пакерования	1,45	1,45	1,45	1,45
Максимальная рабочая температура, °К	373	373	373	373
Расстояние, перекрываемое уплотняющим пакером, мм	1180	1180	1180	1180
Длина пакера в рабочем состоянии, мм	4375	4375	11175	11175
Внешний диаметр пакера, мм	172	195	172	195
Диаметр проходного канала, мм	124	144	124	144
Масса пакера в рабочем состоянии, кг	270	360	530	700
Максимальное избыточное давление на корпусе пакера, МПа:				
внешнее	30	24	30	24
внутреннее	20	20	20	20
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус пакера, кН	800	800	800	800

1.3 Пакеры для ступенчатого и манжетного цементирования скважин типа ПДМ

Пакер ПДМ является аналогом пакера американской фирмы «Lynes». Эти пакеры используются: при двухступенчатом цементировании – между ступенями цементирования; при манжетном цементировании – до начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну; при герметизации башмака обсадной колонны – непосредственно после завершения процесса цементирования скважины.

При использовании этих пакеров пакерование скважины и открытие циркуляционных отверстий пакера происходит за счёт сбрасываемого перекрывающего элемента (шара, пробки), смещающего втулки пакера под воз действием заданного перепада давления. Поэтому необходима остановка циркуляции жидкостей в скважине на период ожидания посадки сбрасываемого элемента в пакер.

Заколонный пакер типа ПДМ (рис. 1.5) состоит из двух основных узлов: уплотняющего элемента и циркуляционного клапана. Узел уплотняющего элемента включает в себя патрубок 15 и резинотканевый или резинометаллический упругорасширяющийся рукав 14, герметично закреплённый на нём при помощи сжимающихся металлических втулок 11. Патрубок 15 имеет осевой канал 12 и образует с уплотняющим рукавом 14 кольцевую полость 13.

Узел циркуляционного клапана состоит из корпуса 3 с впускными каналами 10 и циркуляционными отверстиями 6, нижней подвижной втулки 9 с радиальными отверстиями 8 и опорным кольцом 17, посадочной втулки 19 с впускными отверстиями 18, установленной в корпусе 3 на срезных элементах 7, размещенной в нижней втулке 9 на срезных штифтах 20 верхней ступенчатой втулки 2 с седлом 21, установленной между корпусом 3 и цангой 4 с выступами 5. Для соединения с обсадными трубами пакер обладает верхним 1 и нижним 16 переводниками.

Для цементирования скважины пакером ПДМ используется патрубок IV с упорным кольцом, установленным на нижней части обсадной колонны над башмачным клапаном, а также нижняя III, падающая II и верхняя I цементировочные пробки, опускаемые в обсадную колонну в процессе цементирования скважины.

Пакер устанавливается и спускается в скважину на обсадной колонне. При двухступенчатом цементировании пакер размещается над поглощающим интервалом или пластом между ступенями цементирования. Интервал скважины ниже пакера (первая ступень) цементирования через башмак обсадной колонны с использованием нижней цементирующей пробки. При манжетном цементировании пакер размещается непосредственно над изолирующим продуктивным пластом, в стволе номинального диаметра, сложенном непроницаемыми породами. Пакер приводится в действие перед цементированием интервала скважины, расположенного выше его.

Пакер действует следующим образом (см. рис. 1.5). Перед цементированием участка скважины, расположенного выше пакера, в обсадную колонну вкидывают падающую пробку, которая садится в посадочную втулку 19 и перекрывает проходной канал пакера. При избыточном давлении не менее 3 МПа, создаваемом в обсадной колонне над пробкой, втулка 19 смещается вниз до упора в кольце 17 нижней втулки 9. Под воздействием избыточного давления жидкость из обсадной колонны закачивается сквозь отверстия 18 и 8 и по каналам 10 и 12 под уплотняющий рукав 14, расширяя его до герметичного перекрытия затрубного пространства скважины. При дальнейшем повышении избыточного давления над пробкой до 8–10 МПа нижняя втулка 9 смещается вниз до упора в патрубок 15. При этом герметично закрываются впускные каналы 10 и открываются циркуляционные отверстия 6, сквозь которые происходит цементирование скважины выше пакеров второй ступени. Циркуляционные отверстия закрываются при посадке в пакер верхней цементирующей пробки и образова-

нии над ней избыточного давления не менее 4 МПа. При этом пробка сдвигает вниз к герметичному перекрытию циркуляционных отверстий верхнюю втулку 2, которая закрепляется в этом состоянии выступами 5 цанги 4. Удаление верхней и падающей пробок и посадочных седел с проходного канала пакера совершается путём их разбуривания после окончания периода ОЗЦ и опрессовки обсадной колонны выше пакера. Технические характеристики пакеров помещены в таблице 1.3.

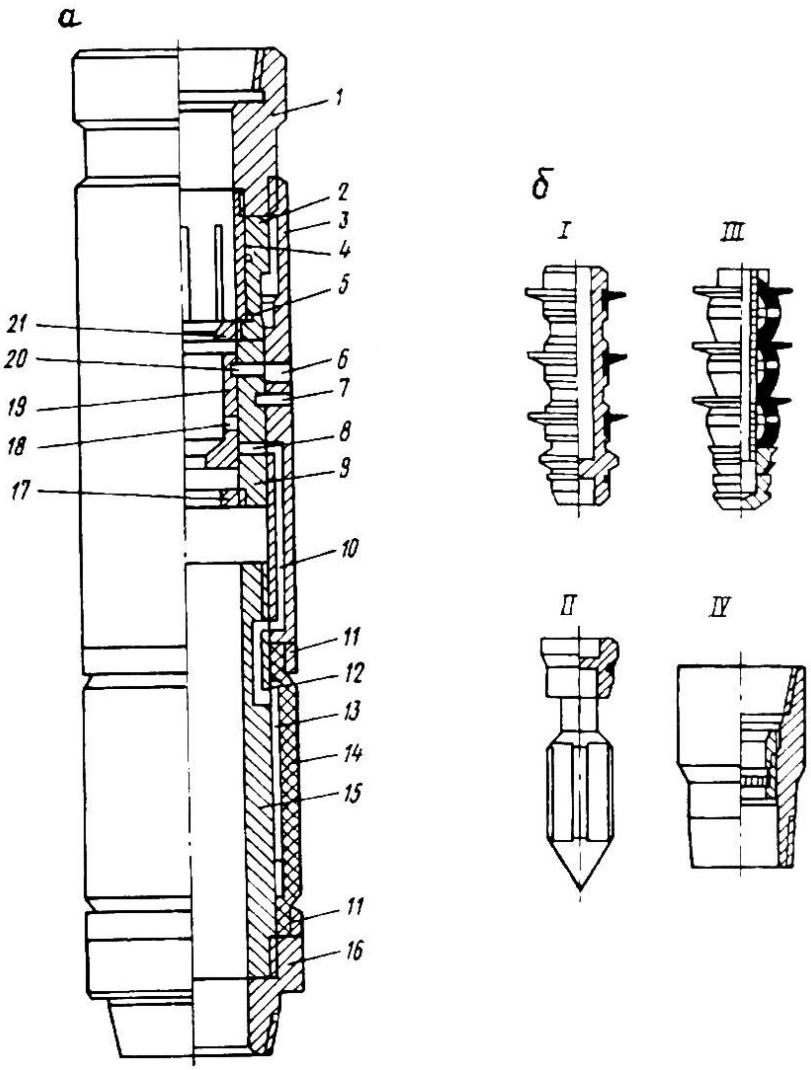


Рисунок 1.5 – Дополнительные приспособления для цементирования скважин с пакером ПДМ

Основные технологические схемы двухступенчатого цементирования скважин с применением пакера ПДМ изображены на рисунке 1.6.

На этих схемах изображены операции по приведению пакера в действие и проведению процесса цементирования скважин при помощи разных цементирующих пробок. При этом процессе двухступенчатого цементирования скважину перекрывают между первой и второй ступенями на отрезок времени, необходимый для пуска и движения падающей пробки по обсадной колонне, посадки её в пакер, проведения операций пакерования и открытия циркуляционных отверстий пакера.

Таблица 1.3

Показатели	ПДМ-140	ПДМ-146	ПДМ-168	ПДМ-178
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168	178
Максимальный внешний диаметр пакера, мм	172	177	200	203
Диаметр проходного канала пакера, мм	120	130	150	155
Длина пакера, мм	3250	3250	3250	3250
Масса пакера, кг	200	180	230	260
Присоединительные резьбы (ГОСТ 632-80)	ОТТМ-140	ОТТМ-146	ОТТМ-168	ОТТМ-178
Длина расширяющейся уплотняющей части пакера, мм	1130	1130	1130	1150
Максимальный перепад давления на уплотняющий элемент пакера при коэффициенте пакерования 1,27, МПа	12	12	12	15
Максимальный коэффициент пакерования	1,45	1,45	1,45	1,4
Максимальное внешнее давление на корпус пакера, МПа	57	40	37	41
Максимальное внутреннее давление на корпус пакера, МПа	63	46	43	41
Примечание. 1. Избыточное давление внутри уплотняющего элемента пакера при пакеровании 8–10 МПа. 2. Максимальная рабочая температура пакера 100 °С.				

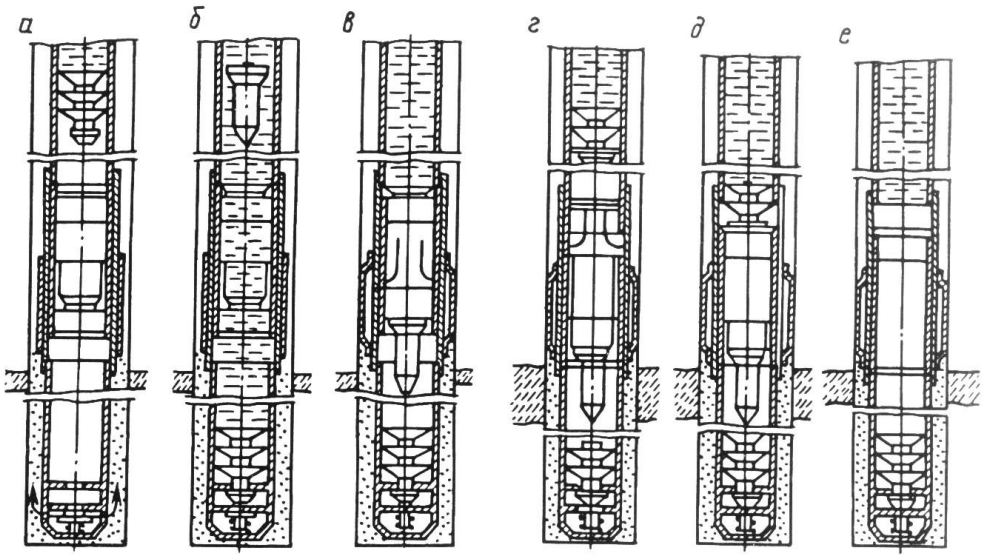


Рисунок 1.6 – Технологическая схема двухступенчатого цементирования скважин с пакером ПДМ:
а – цементирование первой ступени; *б* – спуск падающей пробки; *в* – пакерование; *г* – цементирование второй ступени; *д* – закрытие цементировочных отверстий; *е* – скважина после разбуривания

При манжетном цементировании скважины с использованием пакера ПДМ и окончании её открытым забоем в зависимости от состояния ствола скважины непосредственно над изолирующим продуктивным пластом расширение уплотняющего элемента пакера можно выполнять закачкой под него тампонажного раствора и обсадной колонны. В этом случае повышается прочность и герметизирующая способность уплотнителя пакера на более длительный период времени. Позже этот цемент вместе с пробками разбуривается.

Глава 2.
ИСПЫТАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Выявление качественных и количественных параметров пластов, вскрываемых в процессе бурения скважин, возможно лишь при сочетании разных методов их исследований – промышленно-геофизических, гидродинамических с исследованиями кернового материала. Среди этих методов особое место занимают гидродинамические, позволяющие получить приток пластового флюида, отобрать натурные пробы, оценить характеристику коллекторских свойств пласта и степень его загрязнения в призабойной зоне.

Суть гидродинамических методов заключается в изоляции продуктивного горизонта от воздействия столба жидкости (буровой) и от остальных продуктивных горизонтов в создании перепада давления в данном объекте с целью получения движения пластового флюида со стороны массива коллектора к скважине, чтобы зарегистрировать объёмную скорость притока и характер смены давления в скважине против испытуемого объекта на протяжении всего периода испытания и, конечно, отобрать представительные пробы пластового флюида.

Значение этих исследований очень велико, так как на основании их анализа удается определить продуктивные пласты и отличить их от непродуктивных, получить информацию, позволяющую существенно сократить расходы на бурение скважин.

Для испытания объектов в открытом стволе в процессе бурения используются две группы специальных аппаратов:

1) аппараты, спускаемые в скважину на бурильных трубах;
2) аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной труб, кроме указанных выше, используются гидродинамические испытатели пластов на базе струйных аппаратов, спускаемые в скважину также на трубах – бурильных или насосно-компрессорных.

Применение испытателей пластов (на бурильных трубах или на каротажном кабеле) стало неотъемлемой частью технологического цикла строительства разведочных скважин.

Помимо всех различий в технологии испытания, цель этих методов – получение кривых притока и кривых восстановления давления.

2.1 Испытатели пластов на бурильных трубах

Испытатели на трубах включают следующие основные узлы: фильтр, пакер, собственно испытатель с уравнительным и главным впускным клапанами, запорный и циркуляционный клапаны. Эти испытатели предназначены для испытания скважин в одно-, двух-, многоцикловых режимах и рассчитаны для исследования скважин в открытом стволе и после спуска эксплуатационной колонны.

На рисунке 2.1 изображена схема компоновки испытателя пласта с глубинными приборами и пробоотборником с закреплением пакера на стенках скважины. На рисунках 2.2, 2.3 изображены схемы компоновки испытателя пластов с одним и двумя пакерами и с упором фильтра («ноги») на забой скважины.

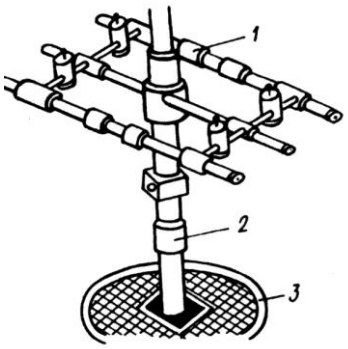
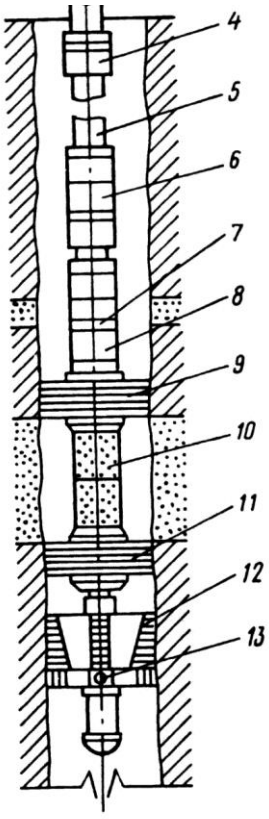


Рисунок 2.1 – Общая схема компоновки наполнителя пластов с закреплением пакеров на стенках скважины:
1 – устьевое оборудование; 2, 5 – бурильные трубы; 3 – ротор;
4 – сливной клапан; 6 – компенсатор; 7 – многоцикловой испытатель;
8 – пробоотборник с маномет ром; 9, 11 – верхний и нижний пакер соответственно;
10 – фильтр с манометром; 12 – опорный якорь; 13 – манометр



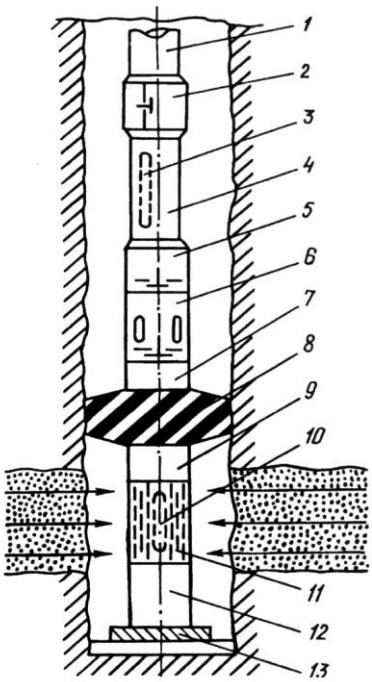


Рисунок 2.2 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины:
1, 4 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3 – верхний манометр;
5 – запорно-поворотный клапан; 6 – испытатель; 7 – ясс; 8 – пакер;
9, 12 – утяжеленная бурильная труба; 10 – нижний манометр;
11 – фильтр; 13 – упорный башмак

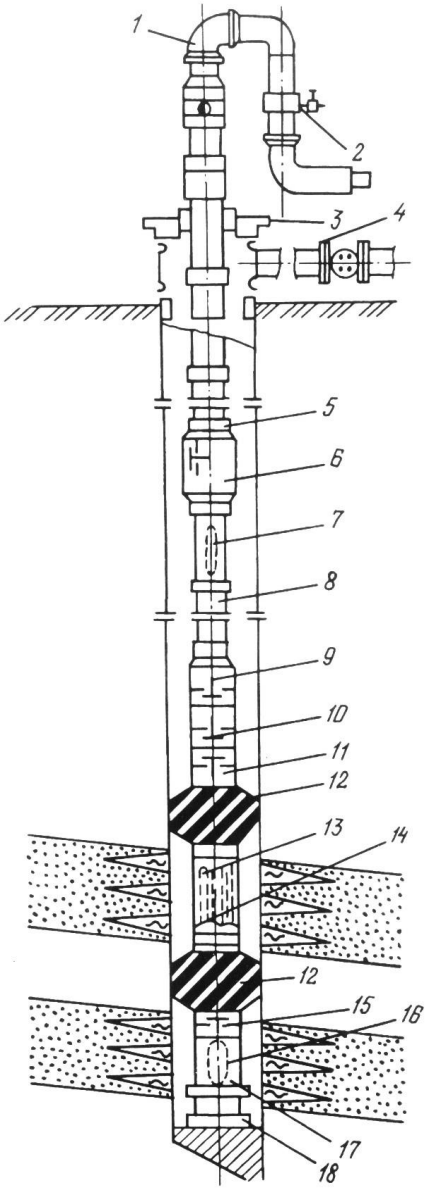


Рисунок 2.3 – Схема компоновки испытателя пластов с двумя пакерами и с упором «ноги» на забой скважины:
1 – быстросъёмные трубы; 2 – пробный кран; 3 – стол ротора;
4 – задвижка превентора; 5 – колонна бурильных труб;
6 – циркуляционный клапан; 7 – верхний манометр; 8 – бурильная труба;
9 – запорно-поворотный двухцикловой клапан; 10 – испытатель пластов;
11 – ясс; 12 – пакер ПЦ; 13 – основной манометр для записи КВД;
14 – щелевой фильтр; 15 – уравнительный клапан; 16 – контрольный манометр;
17 – утяжелённые бурильные трубы; 18 – упорный башмак

В таблице 2.1 представлены характеристики трёх типов испытателей пластов типа КИИ двухциклового действия.

Одними из основных элементов испытателей пластов являются цилиндрические пакеры сжатия. Их характеристики приведены в таблице 2.2. Пакерование происходит при нагрузке на пакер от 15–30 до 150–200 кН в зависимости от диаметра скважины и свойств резины. При испытании пластов с упором на забой скважины в момент достижения хвостовиком забоя

резиновый элемент пакера под нагрузкой сокращается по длине, увеличивается в диаметре и изолирует расположенную выше пакера зону от подпакерной испытуемой зоны скважины.

Таблица 2.1

Показатели	КИИ-2М-146	КИИ-2М-95	КИИ-М-65
Диаметр внешнего корпуса, мм	146	95	67
Диаметр скважины, мм	190–295	108–161	75–112
Диаметр пакерующего элемента, мм	170–270	95–145	67–95
Максимальная длина узла, мм	2,3	2,5	2,575
Максимальная длина одного узла, мм	16,2	18,18	18,465
Масса, кг узла полного комплекта	 200 120	 100 910	 50 325
Допустимый перепад давления на пакере, МПа	35	35	35
Допустимая забойная температура, °С	170	170	170
Допустимая осевая нагрузка, кН при сжатии при растяжении	 300 600	 100 250	 45 150

Таблица 2.2

Показатели	ПЦР-176	ПЦ-146	ПЦР-146	ПЦ-95	ПЦР-95	ПЦ-65	ПЦР-65
Внешний диаметр, мм: корпуса пакерующего элемента то же то же то же	 178 245 270	 146 170 180 190 220	 146 170 180 195 220	 95 109 115 135 145	 95 105 115 135 145	 67 67 78 87 92	 67 67 78 87 92
Осевая нагрузка при пакеровании, кН	150–200	100–120	100–120	60–80	60–80	15–30	15–30
Допустимый перепад давления, МПа	35	35	35	35	35	35	35
Длина пакера, мм	2373	2300	1633	1525	1435	1410	1450

Наиболее распространена однопакерная компоновка ИПТ (см. рис. 2.2), когда испытатель пластов с опорой на забой спускается в скважину сразу после обнаружения в процессе бурения перспективного на нефть или газ объекта. В таких случаях интервал испытания и забой скважины находятся на небольшом расстоянии (10–20 м). Испытуемые интервалы, как правило, характеризуются или полным отсутствием зоны проникновения, или небольшими её размерами. Пакерование и испытание осуществляются с упором башмака 13 на забой скважины. В компоновке испытателя применяют один пакер 8 и фильтр 11с манометром 10, который устанавливают против интервала испытания на бурильных трубах 1 и 4. Над пакером расположен ясс 7, испытатель 6, запорно-поворотный клапан 5, бурильные трубы 1 и 4,

циркуляционный клапан 2. Второй манометр 3 установлен над пакером. Также над пакером в бурильных трубах размещается пробоотборник. В зависимости от плана работ и интенсивности выхода газа из бурильных труб при открытии запорно-поворотного клапана испытание может проходить в одно- и двухцикловом режимах.

Назначение, шифры основных узлов КИИ-2М-146 и их параметры приведены ниже.

Испытатель пластов ППГ-146 предназначен для вызова притока из пласта, изолированного от остальных частей скважины пакером, при сниженном противодавлении на пласт.

Рабочий ход грузового штока, мм 200
Наибольшая нагрузка, кН:
- сжимающая 300
- растягивающая 600

Длина, мм 2150
Диаметр, мм 146
Масса, кг 231,5

Ясс гидравлический применяется для облегчения снятия пакера с места по окончании испытания.

Ход штока, мм 320
Растягивающая нагрузка, кН 600
Гидравлическая неуравновешенная площадь, $см^2$ 90; 58
Длина, мм 1615
Диаметр, мм 146
Масса, кг 158; 128

Пакер цилиндрический ПЦ-178, ПЦ-146 используется для разобщения скважины с испытанным пластом.

Ход штока, мм 350; 280
Растягивающая нагрузка, кН 600
Диаметр резинового элемента пакера, мм 170; 180; 196; 220 245; 270

Фильтр Ф-146 предназначен для фильтрации жидкости, поступающей из зоны испытанного пласта сквозь испытующие приспособления.

Длина, мм 4120
Масса, кг 260

Переводник для установления приборов ПП-146. Назначение переводника – установление глубинных приборов (манометров, термометров).

Длина, мм 2100
Диаметр, мм 146
Масса, кг..... 124

Клапан циркуляционный КЦ-146 используется с целью восстановления прямой и обратной циркуляции над испытателями пластов.

Длина, мм 608
Диаметр, мм 146
Масса, кг 64

Приспособление для опрессования (П0-000). Назначение приспособления – создание гидравлического давления в узлах ИПТ для испытания на герметичность и заполнение масляной камеры испытателя пластов.

Максимальное давление, МПа 40
Длина, мм 400
Ширина, мм 210
Высота, мм 300
Масса, кг 29,3

Клапан запорно-поворотный двойного закрытия (ЗП-2-146). Его назначение – двухкратное закрытие и открытие полости бурильных труб с целью записи при помощи глубинных манометров начальной и конечной кривой восстановления давления (КВД).

Число оборотов закрытия 10; 30
Растягивающая нагрузка, кН 600
Масса, кг 224,7

Обвязка к приспособлению для сжатия (ОПС-000). Назначение обвязки – подвод масла в приспособление для сжатия и управление его работой.

Длина, мм 500
Ширина, мм 300
Масса, кг 36,6

Приспособление для сжатия (ПСГ-146,000). Приспособление используется для сжатия и растяжения испытателя пластов.

Длина, мм 600
Длина хода штока, мм 245
Диаметр, мм 152
Масса, кг 48,2

Удлинитель (41.000) обеспечивает сбор по секциям для предупреждения изгиба штока при затягивании комплекса в буровую с мостков и подборе длины колонны бурильных труб.

Длина, мм 800
Диаметр, мм 146
Масса, кг 52

При испытании пластов с упором на забой скважины через 30–180 с после передачи нагрузки на пакерующий элемент закрывается уравнительный клапан и открывается впускной клапан испытателя пластов. Момент открытия клапана фиксируется на устье скважины показаниями стрелки гидравлического индикатора веса. Важно не упустить колебания этой стрелки. Момент открытия клапана можно обнаружить и по резкому перемещению верхней трубы вниз. При хорошо промытом забое проседание инструмента отсутствует.

Однако главным признаком открытия клапана испытателя и наличия притока из пласта следует считать выход газа (воздуха) из труб. При обна-

ружении продуктивного нефтяного, а тем более газового пласта интенсивный выход воздуха и газа наблюдается визуально. Для фиксации притока операторы обычно пользуются резиновым шлангом, соединяющим верхнюю муфту бурильной трубы с сосудом, заполненным водой. При этом выход пузырьков газа сквозь слой воды характеризует интенсивность притока флюида. В комплекс ИПТ входит устьевая головка, облегчающая контроль выхода газа, и отбор его проб.

Характер изменения давления, зафиксированного манометрами 16, 13 и 7 (см. рис. 2.3), показан кривыми *I, II, III* на рисунке 2.4. Схема пробоотборника-накопителя (*а*) и компоновка ИПТ с пробоотборником (*б*) изображены на рисунке 2.5.

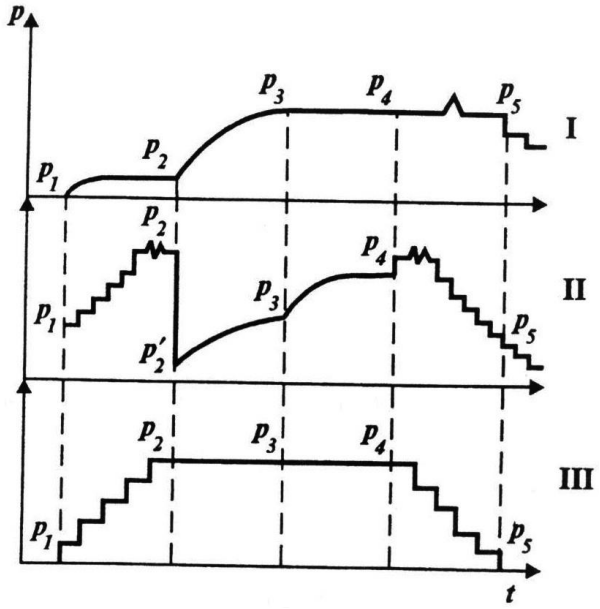


Рисунок 2.4 – Характер изменения давления, зафиксированного манометрами:
I – диаграмма верхнего (трубного) манометра для регистрации притока (уровня) в трубах;
$p_1 - p_2$ – спуск труб, давление столба жидкости в трубах не изменяется;
$p_2 - p_3$ – рост давления в период притока пластовой жидкости
в трубы после пакерования и открытия клапана;
$p_3 - p_4$ – прекращение притока, стабилизация давления в трубах;
$p_4 - p_5$ – давление в трубах при подъеме испытателя с закрытым клапаном;
II – диаграмма манометра в фильтре:
$p_1 - p_2$ – ступенчатый рост гидростатического давления при спуске испытателя;
$p_2 - p_2'$ – падение давления при открытии клапана и регистрации притока $p_2' - p_3$;
$p_3 - p_4$ – перекрытие притока (точка p_3) и запись КВД; p_4 – срыв пакера;
$p_4 - p_5$ – давление в период срыва пакера и подъема испытателя;
III – диаграмма контрольного манометра:
$p_1 - p_2$ – ступенчатый рост давления гидростатического столба жидкости
при пуске испытателя пласта ИПТ;
$p_2 - p_3 - p_4$ – давление в подпакерной зоне в период вызова и перекрытия притока;
$p_4 - p_5$ – изменение давления в процессе подъема ИПТ

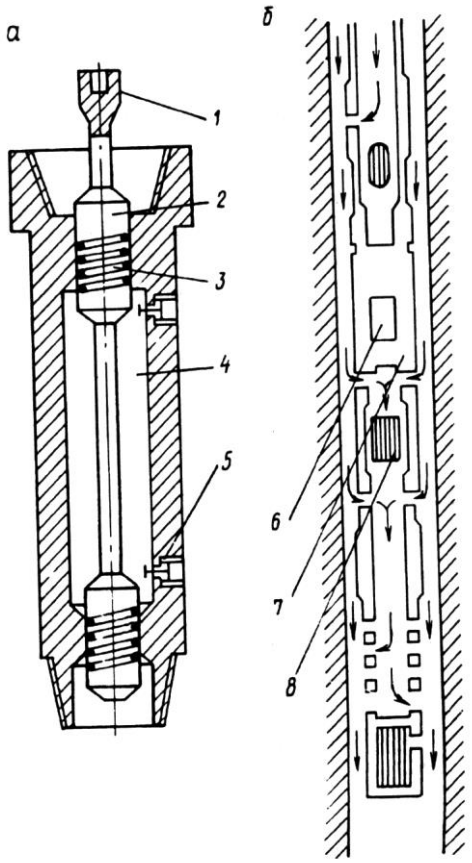


Рисунок 2.5 – Компоновка ИПТ и пробоотборник:
1 – шток; 2 – запорное приспособление; 3 – уплотняющие кольца;
4 – полость испытателя; 5 – клапан; 6 – запорный клапан;
7 – пробоотборник; 8 – испытатель пластов

2.2 Многоцикловые испытатели пластов

Более усовершенствованные узлы и широкий выбор вспомогательных приспособлений входят в состав многоцикловых испытателей пластов – трубных испытателей третьего поколения. В таблице 2.3 содержатся технические характеристики многоцикловых испытателей пластов.

На рисунке 2.6 изображены разные варианты компоновок этих испытателей в зависимости от необходимости решения геолого-промысловых задач и технического состояния скважины.

В таблице 2.4 представлено описание назначения основных узлов многоцикловых испытателей пластов.

Таблица 2.3

Параметры	МИГ-146	МИГ-127	МИК-95	МИК-80	МИК-65
1	2	3	4	5	6
Внешний диметр, мм	146	127	95	80	57
Длина, мм: максимальная секции общего комплекса	 2918 27450	 2890 27150	 2600 21400	 3470 23410	 3200 16500

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6
Допустимая нагрузка, кН: сжимающая растягивающая	 1500 700	 1250 600	 600 450	 400 200	 200 1500
Крутящий момент, кН·м	10	7,5	4,9	3,9	3,1
Максимальный перепад давления, МПа	45	45	45	45	40
Максимальная температура, °С	200	200	200	200	200
Масса, кг: максимальная секции общего комплекса	 235 5442	 163 5682	 120 1810	 92 635	 78 540
Тип присоединительной резьбы	3–121	3–101	3–76	3–62	3–56
Диаметр скважин, мм	190–295	161–243	118–165	97–112	78–102

Таблица 2.4

Узел	Шифр	Назначение
Испытатель пластов скважин на трубах	ИПТ	Комплекс оборудования для: испытания перспективных пластов в необсаженных скважинах с целью вызова притока из пласта; отбора проб пластовой жидкости (газа) и определения основных гидродинамических характеристик исследуемого пласта
Испытатель пластов	ИП	Основной клапанный механизм для: перекрытия внутренней полости колонны труб от скважинной жидкости при спуске и подъеме ИПТ; соединения бурильных труб с испытуемым интервалом; уравнивания давления над и под пакером перед его снятием и в процессе спуска и подъема ИПТ
Клапан запорный поворотный	ЗП	Механизм предназначен для перекрытия бурильных труб в процессе испытания с целью получения кривой восстановления пластового давления
Клапан циркуляционный	КЦ	Механизм для осуществления прямой и обратной циркуляции жидкости в любой момент процесса испытания пласта
Ясс гидравлический	ЯГ	Механизм для облегчения снятия пакера после испытания или ликвидации прихвата хвостовика ИПТ
Пакер цилиндрический	ПСГ	Узел для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины с целью изоляции испытуемого объекта от остального ствола скважины
Фильтр	Ф	Толстостенный патрубок с продольными щелями и переводниками, служащими для предупреждения забивания механическими примесями штуцера и проходных каналов ИПТ и для размещения глубинных регистрирующих приборов
Замок безопасный	ЗБ	Механизм для откручивания колонны бурильных труб и ИПТ с целью поднятия их в случае прихвата

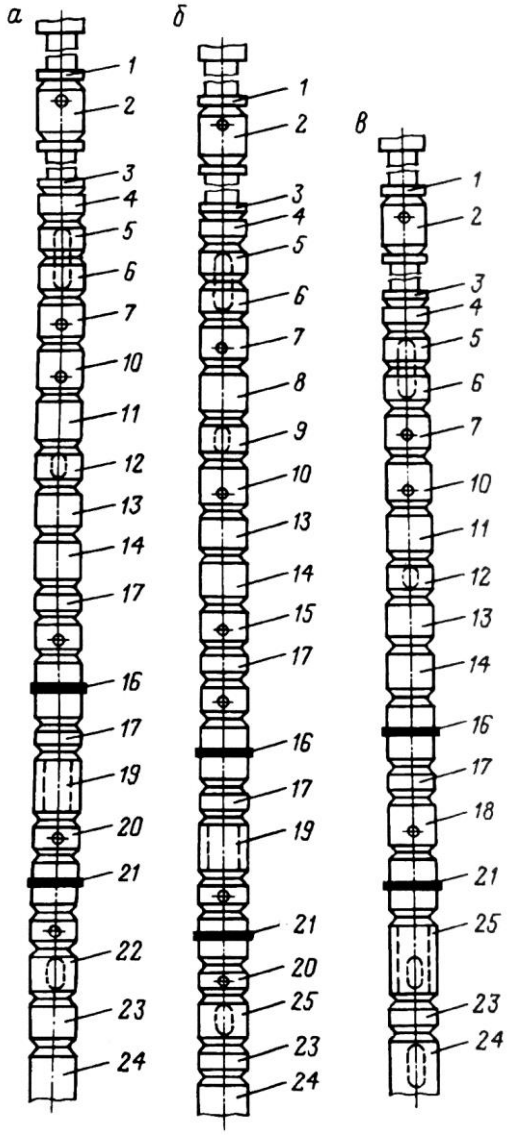


Рисунок 2.6 – Компоновка испытателей пластов:
а – с двумя пакерами; *б* – селективного испытания объектов;
в – многоциклового испытания объектов в наклонно направленных стволах;
1, 3 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 4, 17, 23 – переводники;
5, 6, 9, 12, 25 – патрубки; 7 – штуцер; 8 – запорно-поворотный клапан;
10 – ИПТ; 11 – приспособление для вращения; 13 – пробоотборник; 14 – ясс;
15 – безопасный замок; 16, 21 – пакер; 18 – распределяющее приспособление;
19 – фильтр; 20 – уравнительное приспособление; 22 – фильтр; 24 – хвостовик

2.3 Комплекс оборудования КИОД-110

Комплекс предназначен для исследования, интенсификации и освоения объектов в скважине, обсаженной эксплуатационной колонной, а также для их доразведки. Комплекс опускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах.

Комплекс (рис. 2.7) включает многоцикловой испытатель пластов 8, пробоотборник 9, уравнительный клапан 12, якорь 13, секционный пакер 10 и малогабаритную устьевую головку 1.

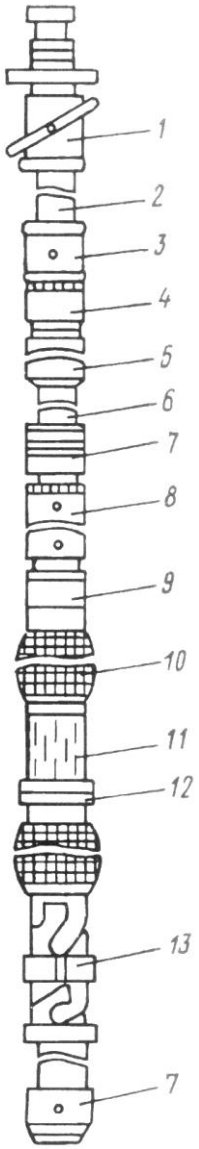


Рисунок 2.7 – Комплекс испытательного оборудования КИОД-НО:
1 – головка устьевая ГУ-30 ш, 2, 6 – НКТ; 3 – клапан сливной КС-100;
4 – клапан перепускной КП-110; 5 – клапан заливной КЗА-110;
7 – устройство для установки скважинного манометра;
8 – испытатель пластов ИПТ-110; 9 – пробоотборник ПО-110;
10 – пакер секционный ПС-115, ПС-135; 11 – фильтр;
12 – клапан уравнительный КЗ-110; 13 – якорь ЯК-110/136, ЯК-135/156

КИОД-110 позволяет проводить исследования как с однопакерной, так и селективно с двухпакерной компоновкой, а также испытывать несколько объектов за один спуск комплекса оборудования в скважину, выполнять интенсификацию притока из пласта за счёт очистки призабойной зоны пласта путём многократного гидравлического воздействия на неё чередованием депрессии и репрессии. Его конструктивные параметры позволяют работать в скважинах с гидростатическим давлением до 30 МПа.

Технические данные

Плотность бурового раствора, кг/м^3	900–1200
Максимальная глубина испытуемого объекта, м	5000
Минимальная глубина испытуемого объекта, м	900
Максимальная рабочая температура, °С	120
Допустимые осевые нагрузки, кН:	
при сжатии	150
при растяжении	300
Допустимый перепад давления на комплексе, МПа	30
Минимальный диаметр проходных каналов узлов, мм	35
Диаметр внешний основных комплектующих частей, мм	110
Масса комплекса, кг	1000

2.4 Приспособление для селективного испытания пластов УСПД-146-168

Оборудование УСПД-146-168 предназначено для испытания в многократном режиме одного или нескольких пластов, причем испытание до трёх пластов может выполняться с отбором герметизированной пробы из каждого пласта. Оборудование используется в составе серийных ИП с якорями или в компоновке с упором на забой скважины.

Приспособление для селективного испытания состоит из упорного узла, узла впускного и уравнительного клапанов с блоком проб отборочных камер и сигнального приспособления.

Упорный узел служит для предупреждения самопроизвольного прокручивания штока при спусках-подъёмах, передачи крутящего момента с помощью расположенного ниже узла ИП и обеспечения свободного вращения УСПД в сжатом положении.

Узел впускного клапана служит для чередования открытия и закрытия проходного канала приспособления (выполнение периодов приток – восстановление давления), а также управления работой пробоотборочных камер.

Уравнительный клапан предназначен для уравнения давления на пакере по окончании исследования. Кроме того, он служит байпасом для спуска и подъёма оборудования.

Шток уравнительного клапана через сменную муфту соединён со штоком впускного клапана каркасом блока пробоотборника, на котором закреплены три пробоотборочные камеры. Приспособление, управляющее их работой, обеспечивает поочередную или одновременную работу камер. Режим работы пробоотборника задается при сборке УСПД перед очередным испытанием. Сигнальное приспособление УС-146 предназначено для передачи на поверхность сигнала о создании депрессии на пласт. Сигнал о создании депрессии передается на поверхность в виде увеличения нагрузки на индикаторе веса с одновременным проседанием труб на 3–8 см. Принцип действия сигнального приспособления заключается в том, что для передачи депрессии на пласт осевая нагрузка передается размещенным ниже

узлам через масляную подушку. Открытие впускного клапана и уменьшение давления под впускным клапаном и под пакером приводят к разгерметизации масляной камеры, в результате чего шток сигнального приспособления быстро перемещается вниз, что отображается на показаниях ГИВ и положении труб.

2.5 Основные узлы испытателя пластов

2.5.1 Гидравлический испытатель пласта ИПГ

ИПГ – основной узел комплекта испытательного оборудования. Он предназначен для герметичного разделения полости пустых или частично заполненных жидкостью бурильных труб и затрубного пространства при спускоподъёмных операциях. При выполнении операций по вызову притока и восстановлению давления при помощи уравнительного клапана в испытателе и под пакером выравнивают давление, что облегчает спуск и срыв пакера. Одной из главных функций испытателя, входящего в состав многоцикловых испытателей пласта (МИГ), является создание многократных депрессий (открытых и закрытых периодов), способствующих очистке пласта и повышению качества информации за счёт записи КВД после каждого притока. Шифр испытателя пластов многоциклового действия – ИПМ.

Конструкция испытателя пласта диаметром 146 мм изображена на рисунке 2.8. Испытатель состоит из корпуса, внутри которого перемещается шток 3 с впускным клапаном 11 для впуска жидкости из пласта в трубы. В верхней части переводника установлен разделительный поршень 5, благодаря которому гидравлическое давление внутри тормозной камеры поддерживается равным гидростатическому давлению столба бурового раствора в затрубном пространстве. При передаче на испытатель нагрузки от бурильной колонны его шток 3 прижимается к упорному кольцу поршня 6 и тормозная жидкость из нижней части камеры будет перетекать в верхнюю полость по кольцевой щели, образовавшейся между стенками канала и стержнями в поршне 6.

Во время перетока жидкости шток 3 вместе с приемным клапаном 11 и гильзой 9 уравнительного клапана будет медленно перемещаться вниз относительно корпуса. Таким образом, достигается замедленное закрытие уравнительного клапана и плавное открытие приемного клапана испытателя пласта. В момент, когда герметизирующие кольца поршня 6 окажутся ниже радиальных отверстий переходника, гидравлическое сопротивление перетока жидкости исчезает и шток испытателя вместе с гильзой уравнительного клапана под воздействием механической нагрузки приходит в граничное нижнее состояние. Этот момент чётко фиксируется индикатором веса на устье скважины, что является очень важным показателем закрытия уравнительного и открытия приемного (впускного) клапанов испытателя для поступления пластовой жидкости в бурильные трубы. По исте-

чении заданного времени открытого периода испытания колонну бурильных труб приподнимают до полного снятия нагрузки с пакера. При этом шток испытателя вместе с приемным клапаном 11 свободно перемещается вверх, так как его выступ отходит от герметизирующего бурта упорного кольца поршня 6. Тормозная жидкость из надпоршневого пространства в подпоршневое свободно без гидравлических потерь перетекает по широкому кольцевому каналу между штоком 3 и поршнем 6.

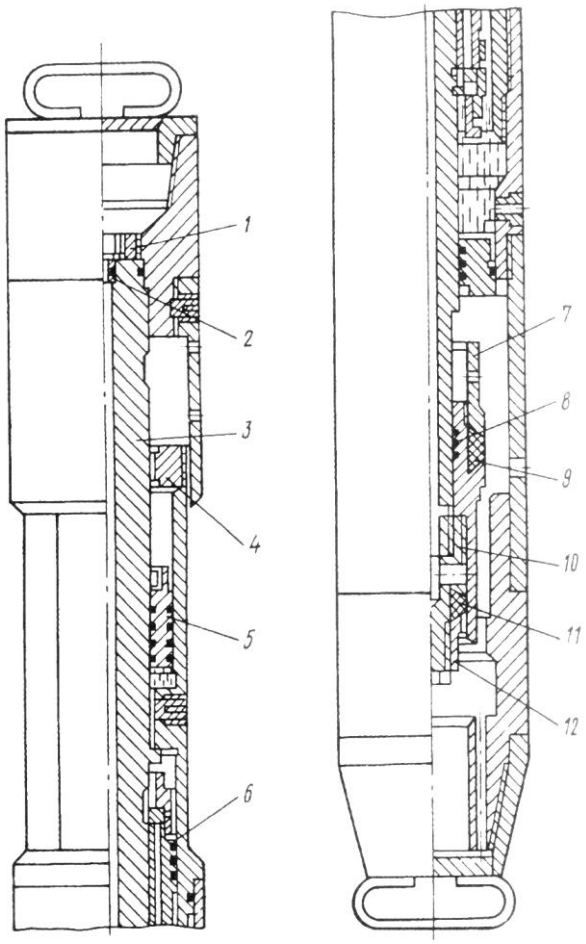


Рисунок 2.8 – Многоцикловой испытатель пластов ИПМ-146:
1 – штуцер; 2 – фильтр; 3 – шток; 4 – ограничивающая втулка;
5 – разделительный поршень; 6 – поршень; 7 – сальниковый вкладыш;
8 – гайка; 9 – гильза уравнительного клапана; 10, 12 – герметизирующие втулки;
11 – приёмный клапан

После закрытия приемного клапана растягивающее усилие через гильзу 9 уравнительного клапана передается на корпус испытателя пластов, жестко связанный с размещенным ниже раздвижным механизмом, предупреждающим возможность преждевременного открытия уравнительного клапана. При повторной передаче на шток испытателя сжимающего усилия приемный клапан опять откроется. Таким образом, путём осевых перемещений колонны бурильных труб можно многократно осуществлять открытый и закрытый периоды испытания.

2.5.2 Запорно-поворотные клапаны

Запорно-поворотные клапаны (рис. 2.9) предназначены для закрытия скважины (бурильных труб, расположенных выше пакера) по окончании периода притока с целью записи кривой восстановления давления (КВД), а также для автоматического заполнения раствором бурильных труб при спуске в скважину ИПТ (для регулирования депрессии на пласт при испытании). Различают клапаны одинарного (КЗ, ИП) и двойного перекрытия (ЗП2), позволяющие осуществлять соответственно один или два открытых и один или два закрытых периода. Созданы также запорно-поворотные клапаны многоциклового действия ЗПКМ2. Управление режимами испытания (запорным клапаном) осуществляется вращением колонны бурильных труб.

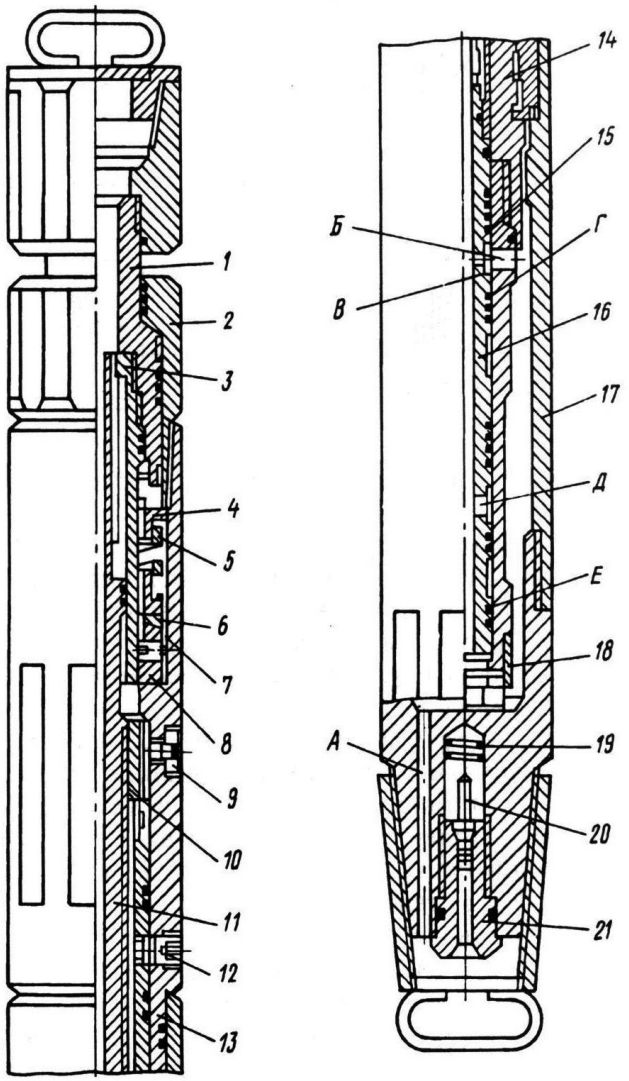


Рисунок 2.9 – Запорно-поворотный клапан КЗ-145:
1 – грузовой шток; 2, 17 – переводники; 3 – гильза; 4 – храповик; 5, 19 – пружины; 6, 7 – сферические опоры; 8 – нижняя опора; 9, 12 – штифты; 10 – гайка; 11 – винт; 13 – корпус; 14 – верхняя гильза; 15 – гильза; 16, 20 – клапаны; 18 – втулка; 21 – седло; А – осевой канал; Б – радиальные отверстия; В – отверстие; Г – герметизирующие кольца

Техническая характеристика запорно-поворотных клапанов двойного закрытия представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Параметры	ЗП2-145	ЗП2-127	ЗП2-95	ЗП2-80	ЗП2-65
Внешний диаметр, мм	146	127	95	80	67
Длина, мм	1517	1510	1980	200	1830
Рабочий ход, мм	20	20	90	90	70
Число оборотов, необходимое для обеспечения периодов:					
первого закрытого	10	10	10	10	10
второго открытого	20	20	20	20	20
второго закрытого	30	30	30	30	30
Минимальный диаметр проходного канала, мм	20	20	15	15	15
Допустимая нагрузка (при p = 0–45 МПа), кН:					
сжимающая	2700	1800	1000	600	250
растягивающая	2600–1150	1800–790	1000–900	600–400	250–180
Допустимый крутящий момент, кН·м	29	23,3	17,2	8,6	3,4
Усилие гидравлической неуравновешенности ($p_г$ = 10 МПа), Н	8600	1960	–	1310	0
Тип присоединительной резьбы	З-121	З-101	З-76	З-62	З-56
Масса, кг	167	135	120	68	38

2.5.3 Гидравлические яссы

Гидравлические яссы служат для обеспечения снятия пакера с места или при ликвидации прихвата хвостовика и фильтра. В зависимости от конструктивного исполнения яссы можно разделить на две основные группы: открытого и закрытого типов. Тормозная камера яссов открытого типа соединяется с затрубным пространством и заполнена буровым раствором. Растягивающее усилие, необходимое для их включения в работу, зависит от гидростатического давления столба бурового раствора в затрубном пространстве. В яссах закрытого типа тормозная камера заполняется жидкостью (специальной, например, маслом МС-20) и герметично изолируется от контакта с буровым раствором.

В отличие от яссов открытого типа растягивающее усилие, необходимое для включения в работу ясса закрытого типа, не зависит от величины гидростатического давления столба бурового раствора в затрубном пространстве, что является одним из основных его преимуществ. Принципиальная схема ясса закрытого типа изображена на рисунке 2.10. При пе-

редаче сжимающего усилия подвижной шток 2 с поршнем 3 занимает граничное нижнее состояние относительно корпуса 1. Для включения ясса в работу на шток 2 через колонну бурильных труб передается растягивающее усилие. При этом шток своим выступом прижимается к седлу поршня 3 и тормозная жидкость может перетекать в подпоршневое пространство лишь по кольцевой щели малого сечения. Благодаря этому создается значительное гидравлическое сопротивление перетока жидкости, в результате чего нижняя часть бурильных труб со штоком 2 передвигается медленнее её верхней части и колонна растягивается в пределах упругой деформации. По истечении некоторого времени поршень 3 выходит в расширенную часть корпуса 1. При этом гидравлическое сопротивление перетока жидкости мгновенно исчезает, шток 2 под воздействием усилия упругой деформации колонны бурильных труб резко перемещается в граничное верхнее состояние и ударяется выступом в торец камеры. Этот удар через корпусные детали ясса передаётся оборудованию, расположенному ниже. Для создания повторного удара достаточно опять передать на шток 2 сжимающую нагрузку, под воздействием которой он вместе с поршнем свободно вернётся в граничное нижнее состояние, а затем повторить подъём колонны бурильных труб.

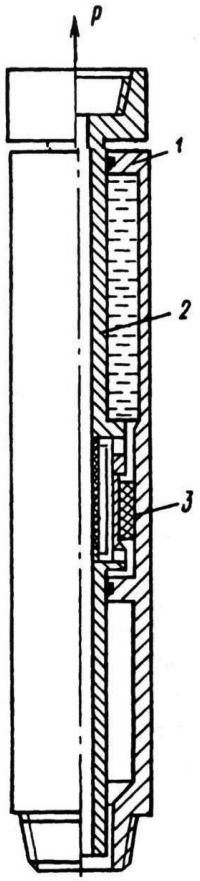


Рисунок 2.10 – Ясс закрытого типа

2.5.4 Пакеры механического действия для испытателей пластов

Эти пакеры предназначены для герметичного разобщения испытуемых пластов с остальной частью ствола скважины. Для проведения операций в необсаженном стволе скважины используют пакеры трех типов: с жёсткой металлической опорой, с раздвижной резиновой опорой и с раздвижной металлической опорой. Принцип их действия одинаковый и заключается в том, что при упоре хвостовика на забой скважины или на её стенки (с использованием специальных якорных приспособлений) на остов пакера создаётся механическая сжимающая нагрузка, под воздействием которой элемент пакера деформируется до плотного прижатия его к стенкам скважины.

Технические характеристики пакеров содержатся в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Параметры	ПЦГ-146	ПЦГ-95	ПЦГ-65
Диаметр, мм основа штока сменного резинового элемента	 146 73 220; 195; 180; 170	 95 40 145; 135; 115; 109	 67 34 92; 87; 78; 67
Оптимальная сжимающая нагрузка при пакеровании, кН	80–120	60–80	20–40
Допустимый перепад давления, МПа	45	45	45
Допустимая растягивающая нагрузка (при перепаде давления 45 МПа), кН	600	250	150
Длина, мм осевая резинового элемента	 2300 980	 1525 640	 1410 720
Средняя масса, кг	180	65	33

Конструкция пакера с жёсткой металлической опорой изображена на рисунке 2.11. Резиновый элемент 4 в верхней части имеет металлическую головку с резьбой, через которую его соединяют с переводником 3. Под резиновым элементом установлена опора 5 соответствующего диаметра, навинченная на переводник 6. При помощи замковой резьбы этот переводник соединяется с фильтром. Под действием механической сжимающей нагрузки переводники 1 и 3 смещаются вниз относительно штока 2, вследствие чего резиновый элемент 4 сжимается, перекрывая ствол скважины. После окончания испытания корпусные детали пакера под воздействием растягивающего усилия смещаются вверх и его резиновый элемент возвращается в исходное положение.

Опыт эксплуатации пакеров свидетельствует, что для обеспечения нормальной проходимости при спуске в скважину их максимальный внешний диаметр должен быть в 1,10–1,15 раза меньше диаметра скважины. На гидравлический элемент пакера при передаче на него механических усилий воздействует также гидравлическое усилие, возникающее при соединении подпакерной зоны с полостью бурильных труб, т.е. в момент открытия приемного клапана испытателя пластов. Значение перепада давления, выдерживаемое резиновым элементом пакера, может достигать 45 МПа.

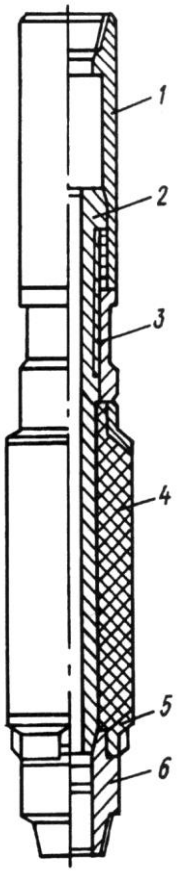


Рисунок 2.11 – Пакер с жёсткой металлической опорой

2.5.5 Опорные якоря

Когда возникает необходимость разгрузить бурильный инструмент не на забой скважины, а на её стенки, в компоновку включаются её опорные якоря. При их использовании можно устанавливать пакер в разных интервалах скважины в зависимости от состояния её ствола и проводить селективные испытания нескольких горизонтов за один спуск инструмента, а также горизонтов с большим удалением от забоя скважины.

Промышленность выпускает следующие опорные якоря: для работы в открытом стволе – ЯК-110/135, ЯК-132/158, ЯК-170/220, ЯК-190/240; для работы в скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 114, 140 и 168 мм, – металлические якоря ЯМ-95/114, ЯМ-95/140, ЯМ-95/168.

Опорные якоря используются, когда забой скважины находится на расстоянии более 50 м от испытуемого объекта, а также при испытании нескольких объектов за один спуск испытателя пластов. Это позволяет исключить установление дорогих цементных мостов и значительно сократить затраты времени на испытание скважины.

На рисунке 2.12 изображена принципиальная схема опорного якоря, который при работе с испытателями пластов свинчивается переводником 1 с ниппелем 10 пакера ПЦГ-146, ПЦГ-95. При спуске ИПТ в скважину

упорные плашки 3 находятся в сцеплении с фиксатором 4 и размещаются в нижней части конуса 2. Подпружиненный планками 6 центратор якорного приспособления при спуске скользит по стенке скважины, а винтом 8, расположенным в пазу втулки 9, удерживается от перемещения вверх вдоль штока 7. Проталкиватель упорных плашек 3 размещён ниже фиксаторов и соединён с обоймой 5.

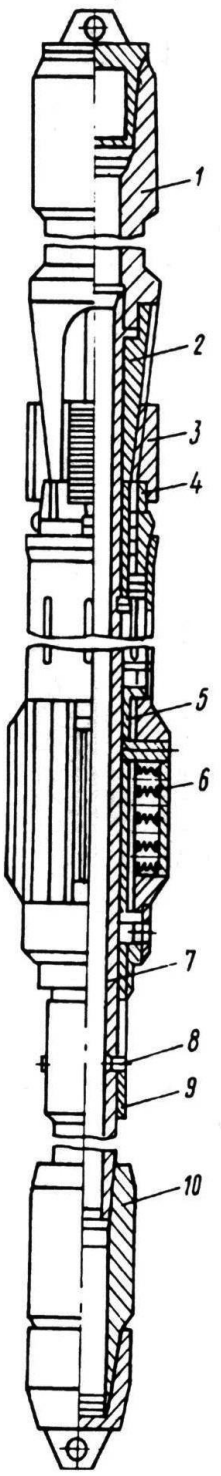


Рисунок 2.12 – Якорное приспособление

Для приведения опорного якоря в рабочее состояние на необходимой глубине надо выполнить следующие операции: поднять колонну труб на 1–2 м; ротором повернуть колонну труб на 1,5–2,0 оборота вправо, чтобы вывести винт 8 из зацепления в фасонном пазу втулки 9; плавно опустить бурильную колонну и разгрузить её до 120–150 кН. При этом шток двигается вниз относительно центратора, который за счёт трения планок 6 удерживается на стенке скважины, а проталкиватель отжимает фиксатор 4 и перемещает упорные плашки 3 по направляющим пазам конуса. Упорные плашки при дальнейшем движении штока 7 входят в контакт со стенкой скважины и тормозят скольжение якорного приспособления вниз.

С момента внедрения упорных плашек в стенки скважины осевая нагрузка на пакер воспринимается упорными плашками и передаётся на стенки скважины. При снятии пакера с места его установки осевая нагрузка снимается натяжением колонны бурильных труб, шток перемещается вверх относительно центратора якоря, винт входит в фигурный паз гильзы и фиксирует центратор якорного приспособления. Упорные плашки под воздействием собственного веса опускаются по направляющим пазам конуса и входят в сцепление с фиксатором. При последовательном испытании двух и более объектов на один спуск-подъём якорное приспособление устанавливается выше (или ниже) испытуемого интервала подъемом (или спуском) некоторого числа труб и выполнением операций, аналогичных описанным выше.

Применение якорей обеспечивает точную привязку пакера к исследуемому пласту, исключает из компоновки испытателя пластов хвостовики и затраты на установление цементных мостов при испытании с селективным разобщением пластов независимо от расстояния до забоя скважины. Якоря применяются в комплексе с ИПТ для исследования открытого ствола скважин диаметром 118; 140; 145; 190; 214; 215,9 мм и с оборудованием для ремонта скважин, обсаженных колонной диаметрами 140; 146; 168; 219; 245 мм. Основные технические данные якорей приведены в таблице 2.7.

Заклинивающий узел представляет собой конусную обойму, по пазам которой перемещаются планки для передачи осевого усилия на стенки скважины и закрепления якоря. Регулированное перемещение плашек во время спуска и подъёма инструмента в скважине достигается с помощью деталей узла синхронизации. Заклинивающие плашки якоря выводятся в рабочее состояние при освобождении штока в замковом приспособлении. Фрикцион якоря, соединённый с замковым приспособлением, удерживает все подвижные детали якоря в неподвижном состоянии при движении штока вверх или вниз. Планки фрикциона обеспечивают первичное трение якоря на стенках скважины (колонны) во время спускоподъёмных операций, перевод якоря из транспортного состояния в рабочее вращением вправо на 1,5–2,0 оборота труб и плавную посадку колонны труб вниз до закрепления якоря на стенке скважины. Во время этой операции фрикцион удерживается на месте за счёт трения о стенки колонны (горной породы), а шток, освобожденный от сцепления в замковом приспособлении, двигается вниз, освобождая цангу синхронизатора, толкатели которого передвигают

заклинивающие плашки в пазах обоймы до жесткого закрепления в породе или на стенке колонны под воздействием сжимающей осевой нагрузки, создаваемой весом колонны труб.

Таблица 2.7

Параметры	ЯК-110/135	ЯК-132/158	ЯК-170/220	ЯК-190/240
Диаметр якоря, мм: по заклинивающему узлу, не более	110	132	170	190
по планкам фрикциона, не более	135	158	220	240
по максимальному выходу, не менее	135	158	220	240
Осевая сжимающая нагрузка на заклинивающий узел якоря, кН, не более	350	550	900	1100
Осевая растягивающая нагрузка на якорь, кН, не более	180	220	350	420
Среднее контактное давление, передаваемое на стенки скважины (колонны), МПа, не более	100	100	90	90
Тип присоединительной резьбы: верхняя (муфта)	З-76	З-76	З-121	З-121
нижняя (ниппель)	З-76	З-76	З-121	З-121
Длина якоря, мм, не более	2600	2600	3800	2800
Масса якоря, кг, не более	100	140	210	250

2.5.6 Механический пакер ПМ

Пакер ПМ (рис. 2.13) состоит из двух частей: резинового элемента 13 и опорного якоря 15–34. Он служит для разобщения исследуемого объекта и создания опоры для испытываемого инструмента в скважине. В верхней части пакер имеет пробку 1, переводник, состоящий из концевой муфты 2 и патрубка 3 под элеватор, переводника 4, навинченного на шток 14, и корпус-центратор 5 с установленной внутри него силовой пружиной 6. На толстостенном штоке 14, выполненном со шлицевыми проточками, расположены верхний и нижний узлы металлического перекрытия, между которыми находится резиновая уплотняющая гильза (пакер) 13. Наличие узлов механического перекрытия позволяет использовать уплотняющую гильзу меньшей длины и упростить технологию её изготовления, повысить износоустойчивость резины, особенно при установке пакера в кавернозных коллекторах.

Верхний узел металлического перекрытия состоит из обоймы 7, в которой собраны взаимоперекрывающиеся плашки 8. На внутренней поверхности плашек находятся наклонные срезанные выступы. По диаметру плашек выполнены пазы, в которых установлены замкнутые кольцевые пружины 11, закрытые крышками 9 на винтах 10, что предупреждает выпадение плашек из обоймы, и винт 12. Взаимное перекрытие плашек достигается ступенчатыми срезами их концов.

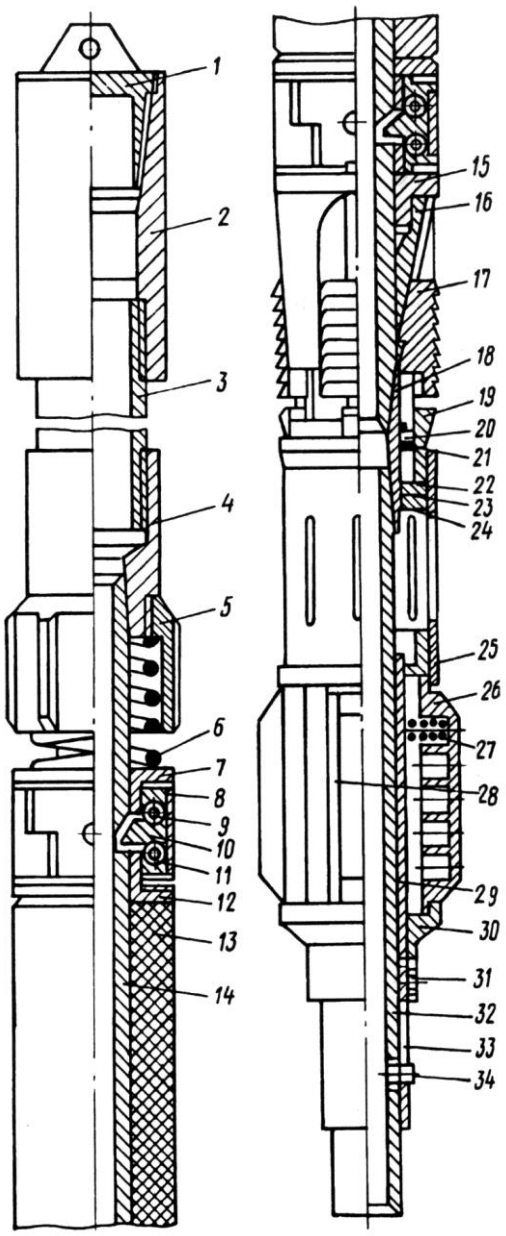


Рисунок 2.13 – Механический пакер ПМ

Нижний узел металлического перекрытия отличается от верхнего конфигурацией обоймы 15. Узел предварительного упора включает конусную обойму 16 и плашки 17, которые могут двигаться по пазам обоймы. Плашки находятся в сцеплении с фиксаторами 19. При помощи пружины 21 они устанавливаются в пазах переходника 18 и поджимаются гайкой 24 с винтами 20 и 23. Фиксаторы предупреждают вход упорных плашек в рабочее состояние при спуске пакера в скважину. Узел толкателя состоит из штока 33, гильзы 29, соединенной с опорами 25 и 30. Между опорами и направляющей 28 размещены планки 26 с пружинами 27, обеспечивающими трение планок по стенкам скважины. Нижняя опора 30 соединена винтом 31 с гильзой 32, имеющей фигурный вырез и взаимодействующей с винтами 34 на штоке 33. Фиксированное положение гильзы с вырезом и винтом предупреждает перемещение узла толкателя 22 к штоку.

Установка пакера происходит следующим образом. На необходимой глубине в скважине инструмент приподнимается на 1–2 м и после поворота вправо на 1,5–2,0 оборота плавно опускается вниз. Усилие трения подпружиненных планок 26 удерживает узел толкателя на стенке скважины, а шток 33 с винтами 34, вышедшими после движения вверх – вправо – вниз из сцепления с гильзой 32, перемещается вниз. Движение вниз приводит к утоплению фиксаторов 19 толкателем 22, освобождению плашек 17 от сцепления с фиксаторами и перемещению плашек по пазам конусной обоймы до сцепления с горной породой (стенкой скважины).

Создание осевой нагрузки приводит к сжатию пружины 6 и взаимодействию штока 14 с выступами плашек 8. Это обеспечивает дополнительное перекрытие кольцевого пространства скважины металлическими деталями, предупреждает затекание и защемление деформированной резиновой уплотняющей втулки 13, разобщающей интервал испытания. При снятии осевой нагрузки и движении штока вверх узел металлического перекрытия под воздействием усилия пружины 6 перемещается в исходное положение относительно штока, а кольцевые пружины сдвигают плашки в обоймах.

Плашки узла предварительного упора при движении вниз по конусной обойме принимают транспортное положение и входят в сцепление с фиксаторами. Винт 34, двигаясь вверх со штоком 33, автоматически попадает в фигурный вырез втулки 32.

Техническая характеристика пакеров ПМ приведена в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Параметры	ПМ-1-170/190	ПМ-1-190/214
Диаметр, мм:		
скважины	190	214
внешний пакера	170	190
Максимальный выход, мм:		
упорных плашек	210	234
подпружиненных плашек	210	234
плашек металлического перекрытия в рабочем состоянии	186 ± 1	210 ± 1
внутреннего штока	55	70
Осевая нагрузка, кН	80–120	80–120
Перепад давления, МПа	25	25
Длина, мм	3150	3250
Масса, кг	220	250
Тип присоединительной резьбы	З-133	З-133

2.5.7 Пакеры резиново-металлического перекрытия ПРМП-1

Предназначение этого пакера аналогично другим пакерам. Пакер может спускаться с якорным приспособлением и выполнять функции нижнего пакера. В отличие от серийного пакера ПЦ пакер ПРМП-1 имеет узлы металлического перекрытия кольцевого пространства, что в значительной

степени повышает надежность герметизации и износостойкость резинового элемента.

После создания упора в скважине хвостовиком или якорным приспособлением шток 13 (рис. 2.14) двигается вниз и выдвигает плашки 8 металлического перекрытия, между которыми сжимается резиновая уплотняющая втулка 12. Возвращение плашек перекрытия происходит после снятия нагрузки и хода штока вверх. Передача вращающего момента совершается через шлицевое соединение между нижней частью штока и обоймой 14 с патрубком 16. Роль шпонок выполняют винты 15.

Техническая характеристика этих пакеров приведена в таблице 2.9.

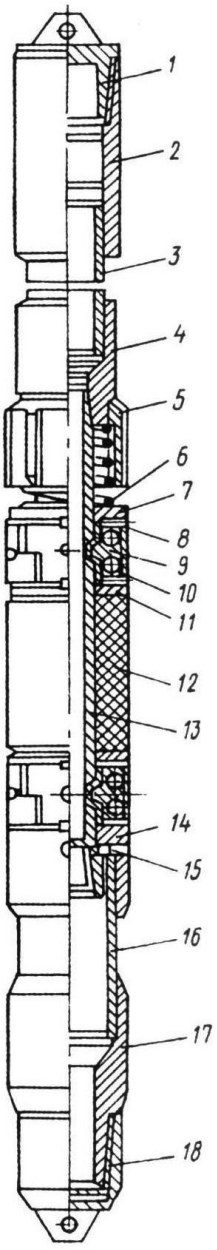


Рис. 2.14. Пакер резиново-металлического перекрытия ПРМП-1-170/190:
1, 18 – заглушки; 2 – муфта; 3, 16 – патрубки; 4, 17 – переводники;
5 – корпус-центратор; 6 – пружина; 7, 14 – обоймы; 8 –плашка; 9, 11, 15 – винты;
10 – конечная пружина; 12 – уплотняющая втулка; 13 – шток

Таблица 2.9

Параметры	ПРМП-1-170/190	ПРМП-1-190/214
Диаметр, мм:		
скважины	190	214
внешний пакера	170	190
плашек металлического перекрытия в рабочем состоянии	186 ± 1	210 ± 1
внутреннего штока	55	70
Осевая нагрузка, кН	80–120	80–120
Перепад давления, МПа	25	25
Длина, мм	2330	2330
Масса, кг	130	150

2.5.8 Уравнительный клапан пакера

При применении двухпакерной компоновки ИПТ при селективном испытании пластов в нижний пакер устанавливается уравнительный клапан, предназначенный для обеспечения перетока бурового раствора через шток нижнего пакера при спуске ИПТ в скважину и закрытия проходного канала пакера при установке его в нижнем положении.

Уравнительный клапан (рис. 2.15) снабжен запорной иглой 2, установленной в верхнем переходнике 1 серийного пакера ПЦ-146 или ПГЦ-146.

Седлом уравнительного клапана служит шток 3 пакера, в который при деформации резиновой гильзы входит игла клапана. В компоновке ИПТ по технологии селективного испытания пласта нижний пакер устанавливается при помощи присоединительной муфты, что повышает надёжность пакерования и улучшает условия эксплуатации резиновой втулки.

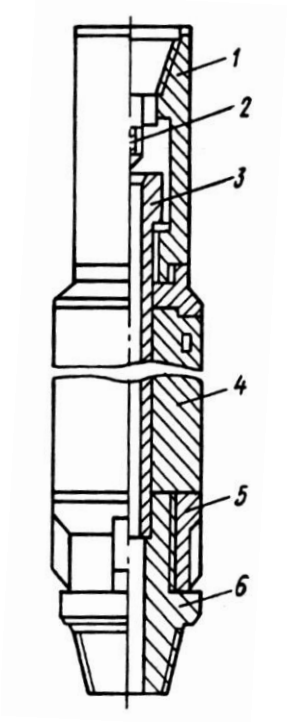


Рисунок 2.15 – Пакер ПЦ-146 с уравнительным клапаном

При установлении пакера его резиновая втулка 4, ограниченная нижней опорой 5 и переводником 6, под воздействием осевой нагрузки деформируется, шток 3 двигается вверх, и игла 2 перекрывает сечение канала штока, разобщая исследуемый интервал и нижнюю часть ствола скважины. В момент снятия нижнего пакера с места и подъема ИПТ игла выходит из канала штока и открывает канал для перетока затрубного бурового раствора в интервал под нижним пакером.

2.5.9 Безопасные замки

При испытании перспективных горизонтов в глубоких скважинах возможно возникновение прихвата хвостовика или пакера. При помощи гидравлического ясса не всегда можно ликвидировать прихват, поэтому необходимы приспособления, обеспечивающие аварийное разобщение колонны бурильных труб и прихваченного оборудования. С этой целью в комплект испытательного оборудования включен безопасный замок, позволяющий при вращении колонны вправо развинтить левое резьбовое соединение этого замка. Безопасный замок, как правило, устанавливают непосредственно над пакером, однако он может быть установлен и под ним.

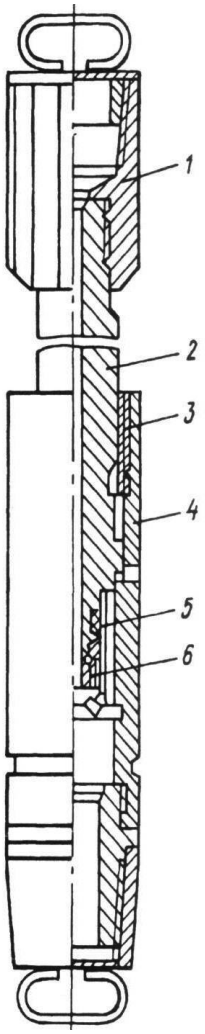


Рисунок 2.16 – Безопасный замок

В корпусе 4 (рис. 2.16) размещен шток 2 с переводником 1. В верхнюю часть корпуса ввинчена грундбукса 3 с левой резьбой, находящаяся в постоянном шлицевом сцеплении со штоком 2. Внутренняя полость корпуса выполнена в виде шлицевой втулки с шестью выступами. Утолщённая нижняя часть штока 2 снабжена тремя шлицевыми выступами, благодаря которым шток находится в сцеплении с корпусом 4.

Пропускное приспособление, состоящее из резиновой втулки 5 и винта 6, служит дополнением к уравнительному клапану испытателя пластов. При передаче сжимающих усилий шток 2 смещается в крайнее верхнее положение, втулка 5 размещается в расточке корпуса и герметично разобщает внутреннюю полость штока и затрубное пространство. Поэтому, если откроется впускной клапан испытателя пластов, внутренняя полость останется изолированной от затрубного пространства.

Принцип работы безопасного замка следующий. В случае прихвата пакеры через колонну бурильных труб передают вращающее усилие на шток 2. Потом инструмент нагружают, и шток 2, переместившись в крайнее нижнее положение, поворачивается вправо вместе с грундбуксой 3 на 120°. После этого инструмент приподнимают, шток 2 смещается на пазах в верхнее положение и проворачивается ещё на 120°. Таким образом, при создании усилия кручения и поворотно-поступательных движений шток 2 проворачивается вместе с грундбуксой 3, соединенной с корпусом левой резьбой. Через 12 полных оборотов грундбукса отсоединяется от корпуса, шток 2 свободно вынимается из корпуса, и оборудование поднимают из скважины.

2.6 Устьевое оборудование

Для проведения работ с трубными испытателями устье скважины обвязывается по схеме, изображённой на рисунке 2.17. В частности, такая схема включает монтаж устьевой головки и её обвязку с насосными агрегатами и может применяться в случае, когда условия испытания позволяют продолжительно (> 1 часа) выдерживать испытательное оборудование в скважине при запакерованном стволе. Это в первую очередь относится к условиям проведения работ в обсаженных скважинах, а также в открытом стволе перспективных горизонтов, когда допускается длительное стояние на притоке и поставлена цель исследовать испытуемый пласт при разных режимах его работы. Устьевая головка изображена на рисунке 2.18. В корпусе 5 размещён пробковый кран 8, служащий для соединения или разобщения устьевого манифольда с трубами. Герметичность труб в закрытом состоянии обеспечивается уплотняющими резиновыми кольцами 4, 6, 9. На торцах пробки 10 выполнено углубление под шестигранный ключ, которым закрывают или открывают кран. Шайба 7, закрепленная на корпусе винтами, позволяет установить пробку 10 в необходимом положении

(открыто-закрыто). В нижней части корпуса ввинчен ствол 2, на который

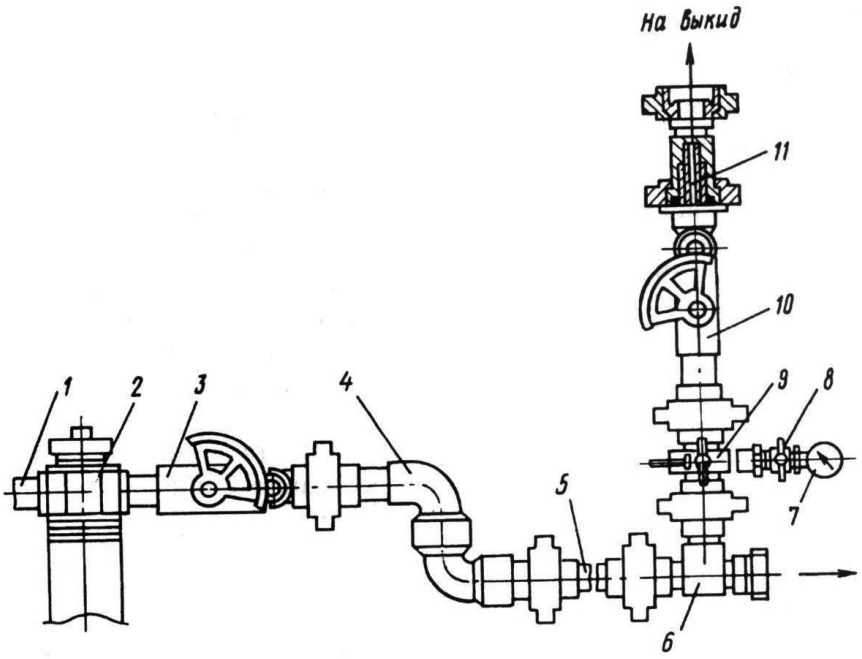


Рисунок 2.17 – Упрощённая схема обвязки устья скважины:
1 – заглушка; 2 – устьевая головка; 3, 10 – краны высокого давления;
4 – шарнирное соединение; 5 – труба высокого давления; 6 – крестовина;
7 – манометр; 8 – разъединитель; 9 – вентиль; 11 – штуцерная камера

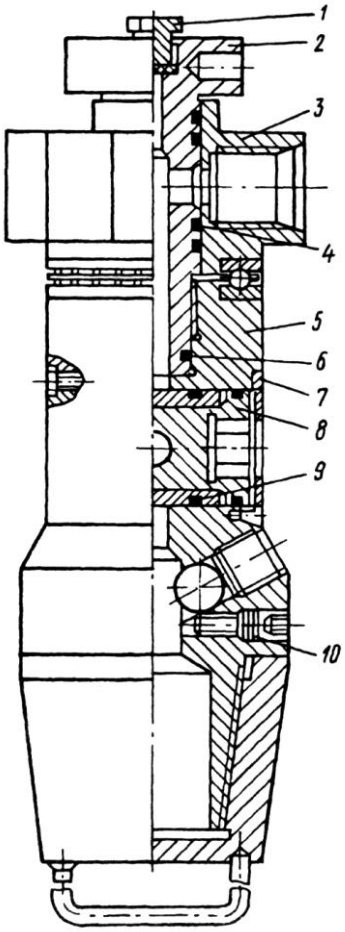


Рисунок 2.18 – Устьевая головка

надета крестовина 3 с резьбами для соединения с устьевым манифольдом. В верхней части ствола размещена заглушка 1. При необходимости вместо неё можно подсоединять показывающий манометр. Между корпусом 5 и крестовиной 3 размещён роликовый подшипник, благодаря которому можно поворачивать корпус со стволом без поворачивания крестовины. Для монтажа устьевого манифольда предусмотрена крестовина, на которой находится проточка под элеватор. Вес всей колонны бурильных или насосно-компрессорных труб воспринимается роликовым подшипником устьевой головки.

2.7 Испытатели пластов на кабеле

При работе испытателя пластов на кабеле выполняются следующие операции:

а) изоляция небольшого испытуемого участка на стенке скважины от остальных частей ствола при помощи селекторного прижимного герметичного элемента;

б) соединение пористого пространства испытуемого участка породы с баллоном для отбора пробы и создание (при необходимости) дренажного канала в пласте;

в) отбор пробы жидкости и газа из пласта в баллон и герметизация;

г) уравнивание давления на участке отбора пробы с гидростатическим, что обеспечивает беспрепятственный подъём прибора.

Наличие притока и изменение давления при испытании контролируются и регистрируются на поверхности при помощи дистанционных датчиков. Для работы используются спускоподъемное оборудование, регистрирующая аппаратура и кабель, применяемые при геофизических исследованиях скважин.

Испытания пластов приборами, спускаемыми на кабеле, имеют свои характерные особенности.

1. Высокая выборочность – исследуется очень небольшой интервал разреза. Это позволяет использовать испытатель для поинтервального исследования, обнаружения места расположения водонефтяного и газожидкостных контактов, отбивки границ пластов.

2. Высокая чувствительность испытателя к наличию углеводородов (нефти и газа) в породах связана с глубокой депрессией, создаваемой в пласте при отборе пробы. Герметизация и хранение в баллоне пластовых газов даёт возможность изучать характер насыщения пластов несмотря на наличие зоны проникновения.

3. Точная привязка результатов испытания с каротажными диаграммами позволяет обоснованно выбрать точки испытания и сопоставить эти результаты с данными других геофизических методов. При наличии точной

привязки существует возможность испытать пласты малой мощности.

4. Оперативность. На одну операцию, даже при глубоких скважинах, потребуется 0,5–1,5 часа. Специальной подготовки скважина не требует.

5. Невозможность открытого фонтанирования при испытании, так как во время работ гидростатическое давление в стволе скважины остается неизменным. Это особенно важно при исследовании газоносных пластов.

Учитывая оперативность геофизических методов с информативностью прямого испытания, испытатели пластов обеспечивают увязку результатов испытания с данными каротажа и существенно дополняют комплекс исследований разведочных скважин.

Процесс испытания можно разделить на три последовательные стадии:

1) возникновение и распространение гидродинамического возбуждения в пласте;

2) движение жидкости и газа из пласта в баллон;

3) восстановление пластового давления в зоне испытания после остановки притока.

Испытание пластов приборами на кабеле является сложным многостадийным, неустойчивым процессом, протекающим в короткие промежутки времени.

Впервые в нефтяной практике испытатель пластов на каротажном кабеле был предложен в 1937 году Г.С. Морозовым, Г.Н. Строцким и К.И. Бондаренко.

В США работы по созданию испытателей пластов на кабеле проводились фирмой «Schlumberger». С 1955 года эти приборы начали широко использоваться фирмой «Schlumberger» и другими геофизическими фирмами мира.

Испытатель фирмы «Schlumberger» спускают в скважину на семижильном бронированном кабеле (рис. 2.19). Для работы прибора в скважине используют энергию гидростатического давления жидкости в скважине. После установки прибора в заданном интервале сигналом по кабелю открывается управляющий клапан 1. Буровой раствор поступает на поршень-мультипликатор 2, вытесняющий рабочую жидкость, которая наполняет гидравлическую систему прибора, через регулятор давления 4 к поршням 11 прижимающего механизма. Поскольку поршень-мультипликатор создаёт в системе давление более высокое, чем гидростатическое, поршни 11 выдвигаются из корпуса прибора. При этом прижимающая планка 12 и резиновый уплотняющий башмак 8, закрепленные на поршнях, прижимаются к противоположной стенке скважины с усилием в несколько килоньютонов. После этого по сигналу с поверхности срабатывает перфорационное приспособление 9, создающее дренажный канал в пласте и открывающее доступ пластовому флюиду в емкость прибора 18.

Конструкция ёмкости для пробы сложная. Она разделена на две части перегородкой, в которой находится дросселирующее отверстие-штуцер 17 очень малого сечения (0,2–0,002 мм). В верхнюю часть ёмкости перед спуском прибора заливается вода, очищенная от твёрдых частиц, в нижней –

находится воздух под атмосферным давлением. Поступающие из пласта флюиды давят на подвижный поршень 16, вытесняющий воду из верхней части емкости в нижнюю через штуцер. Депрессия, воздействующая на пласт, определяется гидравлическим сопротивлением штуцера. Снижение величины депрессии для предотвращения разрушения коллекторов позволяет облегчить условия работы уплотняющего башмака и исключить ударные нагрузки в приборе. После отбора пробы открывается клапан 6, подающий рабочую жидкость к гидравлическому клапану баллона 14. Клапан перемещается, герметизируя пробу в баллоне. Для снятия прижимного приспособления открывается клапан 5, соединяющий гидравлическую систему со сливной камерой 19, заполненной воздухом под атмосферным давлением. Рабочая жидкость направляется в сливную камеру, а обратные пружины 13 помогают вернуть башмак и прижимную планку в прежнее положение. Поскольку разница давления под башмаком и гидростатического давления продолжает создавать прижимное усилие, удерживающее башмак, то при этом загорается уравнительный пороховой заряд 10, отрывающий от стенки башмак или разрушающий его. Если не сработает клапан сливной камеры, то натяжкой кабеля срезают аварийный штифт 3. При этом нарушается уплотнение гидравлической системы и давление в ней уравнивается с гидростатическим.

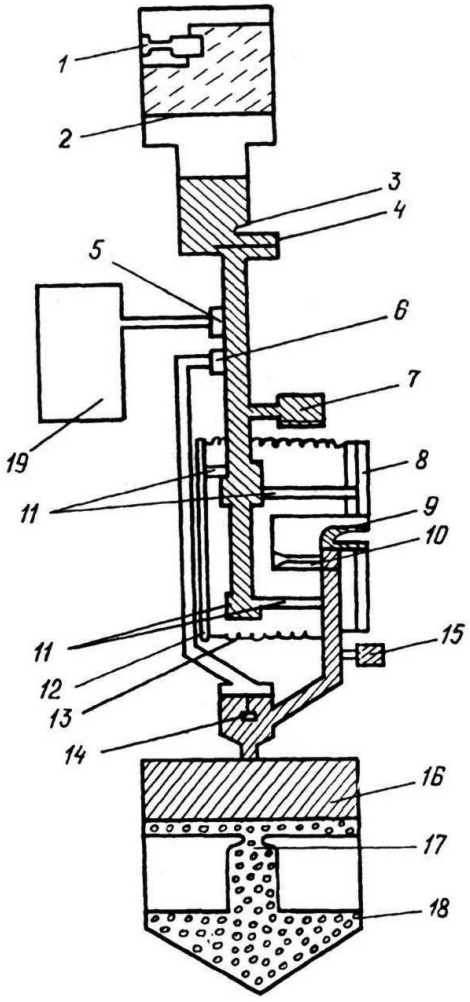


Рисунок 2.19 – Принципиальная схема испытателя пластов на кабеле фирмы «Schlumberger»

Давление в гидравлической системе и в канале отбора пластовых флюидов контролируется дистанционными датчиками давления 7 и 15. В качестве перфорационного приспособления применяется кумулятивный перфоратор. При установке блока с кумулятивным зарядом большой мощности, способным пробить обсадную колонну и цементное кольцо, прибор может применяться для испытания обсаженных скважин. Наибольший размер прибора в поперечном сечении 140–160 мм в зависимости от перфорационного блока позволяет использовать его в необсаженных скважинах диаметром 228 мм и более и в обсаженных скважинах диаметром более 157 мм.

В поинтервальном испытателе пластов фирмы «Schlumberger» устанавливаются два кумулятивных заряда на расстоянии 30 см друг от друга. В приборе, предназначенном для работы в необсаженных скважинах, оба заряда находятся внутри одного герметизирующего башмака, а при сборке для обсаженных скважин у каждой точки отбора имеется индивидуальный уплотняющий элемент небольших размеров. Обе точки отбора соединены каналом с баллоном для пробы.

Наличие двух точек отбора пробы вызвано желанием повысить результативность работ в неоднородных коллекторах, когда попадание на непроницаемый пропласток служит условной причиной отсутствия притока, что требует дополнительных спусков прибора. В обсаженных скважинах, кроме того, наличие двух зарядов повышает надёжность вскрытия пласта. В сборке для обсаженных скважин герметизирующие элементы жестко подсоединяются на блоке прижимного приспособления. Уравнительный пороховой заряд и разрушающий башмак заменены управляющим уравнительным клапаном, который открывается при убирании прижимного приспособления. Между каналом отбора и баллоном установлен регулирующий клапан, который позволяет отобрать пробу без выстрела кумулятивными зарядами путём соединения герметизированных участков отбора с баллоном. Для повышения надежности герметизации баллона устанавливают обратный клапан.

Испытатели пластов, используемые другими фирмами, незначительно отличаются от испытателя фирмы «Schlumberger».

Технические характеристики испытателей пластов на кабеле (по каталогу фирмы «Dresser Atlas») приведены в таблице 2.10.

В б. СССР разработка и применение испытателей пластов на кабеле развивались аналогично зарубежным. ВНИИГДС (г. Уфа, Тверь) были впервые проведены испытания в скважинах и осуществлён серийный выпуск ИПК в 1963 году. После проведения исследований в скважинах глубиной 4 км и более возникла необходимость в новой принципиальной схеме прибора для этих условий. Большие ударные нагрузки и гидравлические удары приводили к заклиниванию подвижных поршней. В результате воздействия высокоскоростных течений раствора с абразивными добавками

силовой цилиндр изнашивался, ненадёжно работали термоустойчивые заряды, уплотняющие резиновые клапаны и т.д.

Таблица 2.10

Область применения	Диаметр скважины, мм	Максимально допустимое давление, МПа	Максимально допустимая температура, °С	Объём баллона, л	Габариты прибора, мм		Масса, кг
					диаметр	длина	
Для необсаженных скважин	200–305	140,4	157	20,9	165	8900	600
Для необсаженных скважин, малогабаритные	178–343	140,6	177	11,3	133	8800	250
Для обсаженных скважин	127–178	140,6	177	90,4	92	10200	320

Для создания термоустойчивого испытателя пластов ИПТ-7-10 была использована замкнутая гидравлическая система двойного действия с золотниковым клапаном-распределителем. Применение золотникового переключателя в термоустойчивом испытателе пластов ИПТ-7-10 исключает возможность возникновения резких гидравлических ударов в гидравлической системе прибора и больших ударных нагрузок в его деталях, которые имели место в испытателях типа ИПК при подаче высокого гидростатического давления на силовой и обратный клапаны. В приборе ИПТ-7-10 опасность заклинивания подвижных частей из-за температурных деформаций меньше, чем в силовом узле испытателя пластов типа ИПК. Это, а также сниженные рабочие перепады давления обеспечивают работу прибора ИПТ-7-10 на больших глубинах при значительных гидростатических давлениях.

Испытатели пластов с дистанционными датчиками давления ИПД-7-10 разработаны на основе прибора ИПТ-7-10 и повторяют его принципиальную схему. Испытатель ИПД-7-10 обеспечивает при отборе проб дистанционную регистрацию давления в баллоне с целью контроля процесса испытания, определение пластового давления и оценку гидродинамических параметров пласта.

Испытатели пластов для необсаженных скважин ИПН-7-10 предназначены для исследования коллекторов, в которых чередуются плотные и проницаемые пласты и значительная часть объекта не дает притока. Поэтому необходимо увеличивать число испытуемых точек, что увеличивает время и стоимость работ.

Прибором ИПН-7-10 при отсутствии притока из испытуемого участка пласта (что видно по показаниям датчиков) можно последовательно испытывать ещё 8–10 участков без подъема на поверхность, пока не будет полу-

чен приток. При необходимости испытания наиболее перспективного участка можно повторить исследования с выстрелом кумулятивным зарядом.

Испытатель ИПН-7-10 экономически оправдывает «прощупывание» верхней и нижней частей пласта для оценки их эффективной мощности. Испытатель ИПН-7-10 в данное время – основной прибор для исследования необсаженных скважин.

Выпускаются также испытатели пластов для необсаженных глубоких скважин малого диаметра ИПН-5-7 и испытатель пластов для обсаженных скважин ИПО-5-6. Прибор ИПО-5-6 предназначен для исследования основного фонда обсаженных скважин с колоннами диаметром от 125 до 152 мм.

В его конструкции использована принципиальная схема привода от гидростатического давления с замкнутой гидравлической системой двойного хода, золотниковым распределителем и поршнем-демультипликатором, аналогичная схеме приборов ИПН.

Таблица 2.11

Параметры	ИПК-4-5	ИПК-7-10	ИПТ-7-10 ИПД-7-10	ИПН-5-7	ИПН-7-10	ИПГ-4-7	ИПО-5-6
Диаметр скважины, мм, по долоту по колонне	118– 145	190– 270	190– 290	140– 190	190– 290	112– 196	125– 152
Максимальное давление скважины, обеспечивающее срабатывание прибора, МПа	4	5	4	64	0,5	5	–
Максимальное допустимое давление, МПа	35	50	100	100	100	50	60
Максимальная рабочая температура, °С скважинного прибора датчика давления датчика притока	 100 – –	 100 – –	 200 120 –	 200 150 200	 150 120 150	 120 120 120	 120 – 120
Объём баллона, л	3,8	6,3	8	58	6	6	?
Наличие заряда для создания дренажного канала	+	+	–	–	+	–	+
Количество циклов срабатывания прибора без подъёма из скважин при испытании непроницаемых интервалов	1	1	3	38	10	1	–
Количество жил кабеля, необходимого для работы прибора	3 –	3 –	1 3	12 13	1 3	3 3	– –

без датчика с датчиками							

Выпускаются также испытатели пластов для структурно-поисковых и гидрогеологических скважин ИПГ-4-7. В конструкции этого прибора использована принципиальная схема электромеханического привода. Такой тип привода может быть успешно реализован на глубине до 3000 м, позволяет проводить работу независимо от величины гидростатического давления и даёт возможность многократного срабатывания прибора.

Для работы с испытателями пластов на кабеле используется передвижная лаборатория на автомобиле. В ней смонтировано оборудование, необходимое для разборки и проверки испытателей, тарирования дистанционных датчиков. Пульт управления и контроля находится на другой машине – каротажной станции-подъёмнике.

Технические характеристики испытателей пластов, выпускаемых серийно, приведены в таблице 2.11.

2.8 Испытатели пластов на базе струйных аппаратов

В Ивано-Франковском институте нефти и газа (Р.С. Яремийчук, В.Р. Возный, 1979–1985 гг.) разработана принципиально новая конструкция испытателей пластов на базе струйных аппаратов. Приспособление УГИП-1 (рис. 2.20) состоит из корпуса с седлом 1 под обратный клапан 12 и струйного аппарата 2.

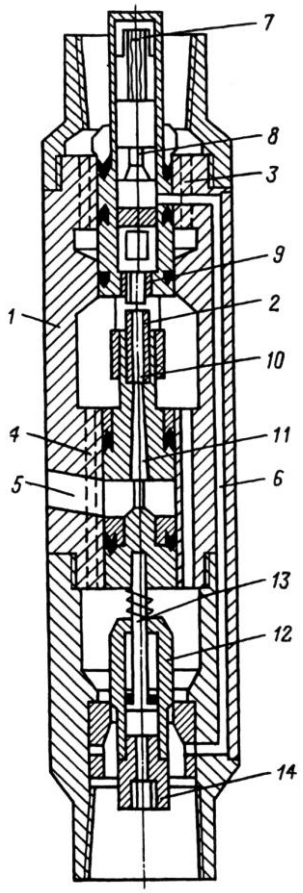


Рисунок 2.20 – Устройство для гидродинамических исследований пластов УГИП-1 на базе струйного аппарата

Корпус приспособления снабжен каналами 3 для нагнетания рабочей жидкости, каналами 4 для прохождения эжектированной жидкости, окнами 5 для выхода смешанной жидкости в затрубное пространство и каналом 6 для передачи давления из подпакерного пространства к преобразователю давления в электрический ток.

Верхняя и нижняя части корпуса снабжены резьбой для подсоединения к насосно-компрессорным трубам. Струйный аппарат включает в себя подсоединяющую головку 7, преобразователь давления мембранный тензометрического типа ПДМТ 8, твердосплавный насадок 9, камеру смешения 10, диффузор 11, обратный клапан 12 со штоком 13, втулку 14 для подсоединения измерительных приборов (глубинного манометра, термометра и расходомера). Присоединительная головка имеет разъём для обеспечения электрического контакта. Приспособления УГИП-1 и УЕОС-2 предназначены для испытания пластов и вызова притока из продуктивных горизонтов с одновременной очисткой призабойной зоны пласта в обсаженных эксплуатационной колонной скважинах.

Устройство позволяет:

- в процессе испытания скважины проводить запись кривых восстановления давления после снижения давления в подпакерном пространстве; управлять величиной депрессии и временем её действия без использования

компрессорных и азотных установок;

- проводить циклическое воздействие на пласт в режиме депрессия – репрессия с целью очистки призабойной зоны пласта;
- проводить дистанционный контроль при помощи регистрирующих приборов изменения забойного давления в процессе исследования фильтрационных характеристик пласта и очистки его призабойной зоны.

Исследование скважин с помощью УГИП-1 проводят в указанной ниже последовательности:

- спускают на насосно-компрессорных трубах пакер и корпус приспособления (после соответствующего действия – подготовки скважины) и пакеруют кольцевое пространство;
- устанавливают фонтанную арматуру с лубрикатором, опрессовывают отдельно НКТ и пакер соответствующими опрессовочными клапанами;
- спускают на каротажном кабеле струйный аппарат с обратным клапаном до его посадки в корпус;
- проводят исследования, прокачивая рабочую жидкость через НКТ и струйный аппарат насосным агрегатом.

При прохождении рабочей жидкости через струйный аппарат в камере смешения снижается давление, за счёт чего обратный клапан открывается, и депрессия передаётся в подпакерную зону. Величина депрессии и время её действия зависят от расхода рабочей жидкости, прокачиваемой через струйный аппарат, параметром контроля является давление насосного агрегата.

Прекращение подачи рабочей жидкости ведёт к уравниванию давления в камере смешения и внутри НКТ, обратный клапан при этом закрывается, и в подпакерном пространстве происходит процесс восстановления давления. Цикл может повторяться многократно с различными значениями депрессии и при различной длительности периодов (притока и восстановления давления) и циклов. Регистрацию давления ведут на диаграмме в каротажной лаборатории АКС-Л; также возможна установка автономного глубинного манометра и пробоотборника к хвостовику обратного клапана.

Технические данные УГИП

Максимальный перепад давления, МПа	50
Максимальная рабочая температура, °С:	
при работе с преобразователем давления	150
при работе с глубинным манометром	200
Максимальное значение создаваемой депрессии, МПа	50
Диаметр проходного канала приспособления, мм	42
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	110
длина	780
Масса, кг	32

К достоинствам указанного устройства относится то, что при испытании перспективных горизонтов имеется возможность проводить парал-

лельно и геофизические исследования без дополнительных спускоподъёмных операций с НКТ и бурильным инструментом.

Глава 3.
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИНЫ (по И.Н. Гайворонскому)

Известно, что приток жидкости к забою гидродинамически совершенной скважины описывается уравнением Дюпюи:

$$Q_C = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}, \qquad (3.1)$$

где Q_C – дебит скважины, м^3/с; k – коэффициент проницаемости пласта в зоне дренирования, м^2; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $p_{пл}$ – давление в пласте на контуре питания скважины, Па; $p_{заб}$ – давление в скважине в интервале продуктивного пласта (забойное давление), Па; Δp – разность давлений, под действием которой пластовая жидкость продвигается к забою скважины (депрессия на пласт), Па; μ – динамическая вязкость жидкости, Па · с; r_c – радиус скважины (по долоту), м.

Гидродинамически совершенной считается скважина, размещённая в центре кругового пласта с радиусом $R_к$, свойства которого изотопны во всех направлениях. При этом жидкость поступает к открытому забою и является однофазной и несжимаемой. Из рисунка 3.1 видим, что в гидродинамически совершенной скважине основная доля перепада давления сосредоточена в зоне пласта непосредственно вокруг ствола скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 м, до стенки скважины радиусом 0,1 м, то половина всего перепада давления расходуется на продвижение жидкости в пористом пространстве только в зоне 5,5 м вокруг скважины. Следовательно, призабойная зона играет решающую роль в притоке жидкости к скважине.

Приток жидкости в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и загустения линий потоков. Выделяют три типа гидродинамического совершенства скважин:

1) по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю его толщину;

2) по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;

3) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой сферы в призабойной зоне уменьшена по отношению к природной проницаемости пласта.

Известно, что в общем случае в пласте вокруг скважины образуются две зоны с измененной проницаемостью – зона проникновения фильтрата радиусом $R_{зп}$ и зона кольматации радиусом $r_к$ (рис. 3.2). Такую скважину называют несовершенной по качеству вскрытия пласта.

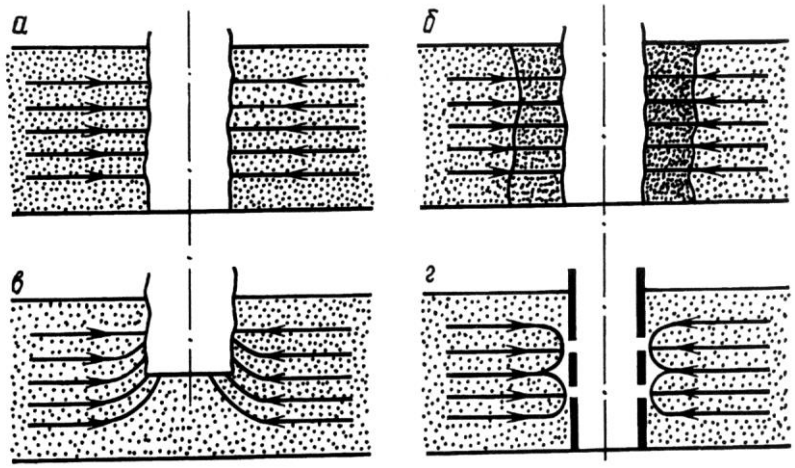


Рисунок 3.1 – Схема притока в гидродинамически совершенную (*а*) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (*б*), степени (*в*) и характеру (*г*) вскрытия продуктивного пласта

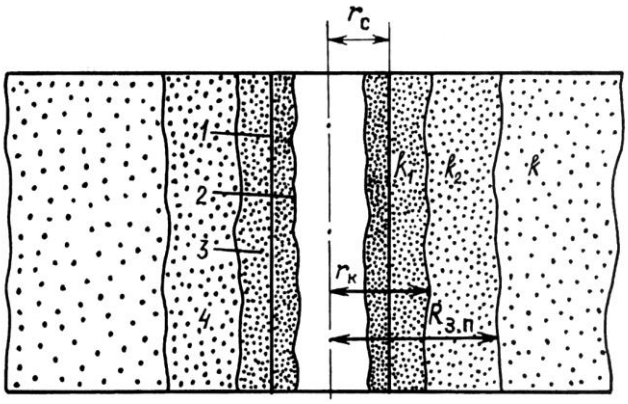


Рисунок 3.2 – Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением:
1 – стенка скважины; 2 – глинистая корка; 3 – зона кольматации;
4 – зона проникновения фильтрата бурового раствора;
k, k_1, k_2 – проницаемость соответственно природная,
в зоне кольматации и в зоне проникновения фильтрата

Обозначим давление на радиусе $R_{зп}$ через p_2 и на радиусе кольматации $r_к$ через p_1, и примем, что приток идёт от контура питания $R_к$ к скважине с воображаемым радиусом. Согласно формуле (3.1) дебит её будет равен

$$Q_{зп} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left(p_{пл} - p_2\right)}{\mu \cdot \ln\left(\dfrac{R_к}{R_{зп}}\right)}. \qquad (3.2)$$

Аналогично для движения жидкости в зоне проникновения

$$Q_{зп} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_2 \cdot h \cdot (p_2 - p_1)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{зп}}{r_к}\right)} \tag{3.3}$$

и для движения жидкости через зону кольматации

$$Q_{зк} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot h \cdot (p_2 - p_в)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{r_к}{r_с}\right)}. \tag{3.4}$$

Исходя из условия неразрывности потока, когда $Q_с = Q_{зп} = Q_{зк}$, и, сравнив их, получим

$$Q_ф = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_к}{R_{зп}}\right) + \frac{1}{k_2} + \frac{R_{зп}}{r_к} + \frac{1}{k_1} \cdot \ln\left(\frac{r_к}{r_с}\right)\right]}, \tag{3.5}$$

или

$$Q_ф = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_к}{R_{зп}}\right) + \frac{k}{k_2} + \frac{R_{зп}}{r_к} + \frac{k}{k_1} \cdot \ln\left(\frac{r_к}{r_с}\right)\right]}. \tag{3.6}$$

Отношения $\frac{k}{k_1} = \beta_1$ и $\frac{k}{k_2} = \beta_2$ показывают, насколько проницаемости зон проникновения – кольматации ухудшены по сравнению с природной. В нефтегазовой практике дополнительные фильтрационные сопротивления за счёт изменения проницаемости породы в призабойной зоне называют скин-эффектом *S*.

Тогда формула (3.6) может быть приведена к следующему виду:

$$Q_ф = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_к}{r_с}\right) + S_б\right]}, \tag{3.7}$$

где $S_б = S_1 + S_2$, т.е. скин-эффект за счёт бурения состоит из суммы скин-эффектов в обеих призабойных зонах – кольматации и проникновения.

Из формул (3.6) и (3.7) получается, что

$$S_б = \beta_2 \cdot \frac{R_{зп}}{r_к} + \beta_1 \cdot \ln\left(\frac{r_к}{r_с}\right) + \ln\left(\frac{R_{зп}}{r_с}\right). \tag{3.8}$$

Если зона кольматации отсутствует, т.е. $r_к = r_с$, то формула (3.8) принимает вид

$$S_б = S_2 = (\beta_2 - 1) \cdot \ln\left(\frac{R_{зп}}{r_с}\right). \quad (3.9)$$

И, наоборот, если применяют принудительную кольматацию, в результате которой невозможна фильтрация в пласт, то

$$S_б = S_1 = (\beta_1 - 1) \cdot \ln\left(\frac{r_к}{r_с}\right). \quad (3.10)$$

Для оценки влияния глубины и степени загрязнения призабойной зоны на добывающие возможности скважины, несовершенной по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением, вводится коэффициент гидродинамического совершенства скважины $\varphi = \frac{Q_ф}{Q_с}$. Тогда

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_с}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_с}\right) + S_б} = \frac{Q_ф}{Q_с}. \quad (3.11)$$

В этой формуле числитель характеризует величину основных фильтрационных сопротивлений, возникающих при плоскорадиальной фильтрации от радиуса контура питания скважины до её забоя. При равномерной сетке расположения скважин с расстоянием между ними 600 м и при радиусе скважины по долоту 0,1 м значение числителя равно 8. На рисунках 3.3 и 3.4 изображено, как изменяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины в зависимости от параметров зоны кольматации и зоны проникновения. При этом если проницаемость пористой среды в зоне кольматации размером 5 см ухудшена в 20 раз, то скважина будет работать только на 51 % своих потенциальных возможностей, а если в 100 раз (что возможно), то на 18 %.

Как было отмечено ранее, скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю его толщину, то такая скважина несовершенна по степени вскрытия пласта. В обоих случаях фактический дебит при общих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, вызываемых искривлением и сгущением линий потоков жидкости и газа в околоскважинной зоне пласта и на стенке скважины, вернее, на границе «скважина – пласт». Сгущение потоков, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, который вскрыл бы продуктивный пласт на всю его толщину.

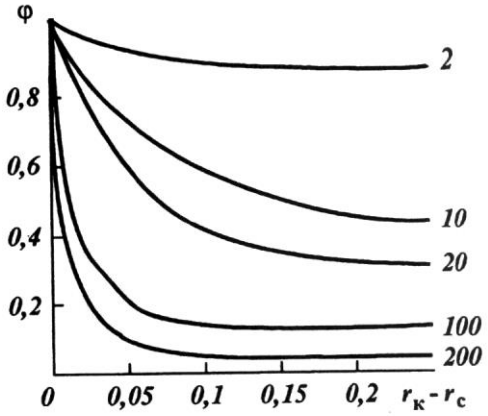


Рисунок 3.3 – Влияние параметров зоны кольматации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при $\beta_1 = 1$:

шифр кривых – степень снижения проницаемости β_2

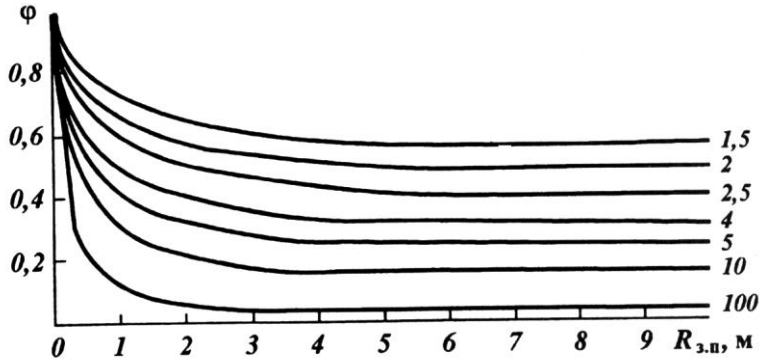


Рисунок 3.4 – Влияние параметров зоны проникновения фильтрата на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при $\beta = 1$:

шифр кривых – степень снижения проницаемости β_1

Таким образом, несовершенное по степени и характеру вскрытие продуктивного пласта характеризуется коэффициентом гидродинамического несовершенства

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right) + C_1 + C_2}, \qquad (3.12)$$

где C_1, C_2 – безразмерные коэффициенты, учитывающие дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины соответственно по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициент C_1 определяется степенью вскрытия продуктивного пласта, а коэффициент C_2 зависит от длины $\ell_к$ и диаметра $d_к$ перфорационных каналов и плотности перфорации. Эти коэффициенты находятся по

известным графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов. При этом принимается, что перфорационные каналы идеальны в геометрическом и гидродинамическом отношении, т.е. имеют правильную цилиндрическую форму, являются чистыми по всей своей длине и вокруг них нет зоны с пониженной проницаемостью. Для такой идеализированной картины графики В.И. Щурова, как показали сравнения с математическим решением числовым методом М. Харриса задачи о притоке жидкости к геометрически несовершенной скважине, дают довольно точный результат в пределах исследованных значений параметров перфорации. В работе И.Н. Гайворонского дана оценка качественного влияния параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (3.12) при условии, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю его толщину, т.е. $C_1 = 0$. Результаты расчётов иллюстрируются графически на рисунках 3.5 и 3.6. Из рисунка 3.5 видно, что при плотности перфорации 10 отверстий на 1 м и более увеличение глубины перфорационных каналов не приводит к значительному росту коэффициента совершенства скважины. При очень больших значениях плотности перфорации и длины каналов на этом рисунке появляется область, где значение коэффициента совершенства больше единицы, т.е. геометрически несовершенная скважина имеет в этой области более высокую продуктивную характеристику, чем если бы она была совершенной. Теоретически это объясняется с помощью закона распределения давления в пласте вокруг работающей скважины. В промысловых условиях такие случаи практически отсутствуют.

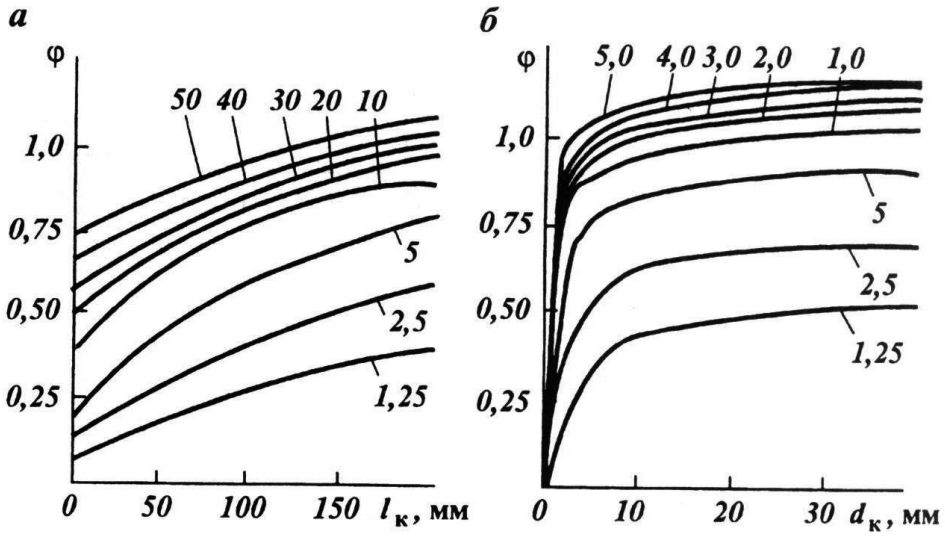


Рисунок 3.5 – Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от параметров перфорации ($R_к$ = 400 м; r_c = 0,1 м):

а – от длины канала перфорации: $d_к$ = 12 мм;

б – от диаметра канала перфорации: $\ell_к$ = 150 мм;

цифры на кривых – плотность перфорации, отверстие на 1 м

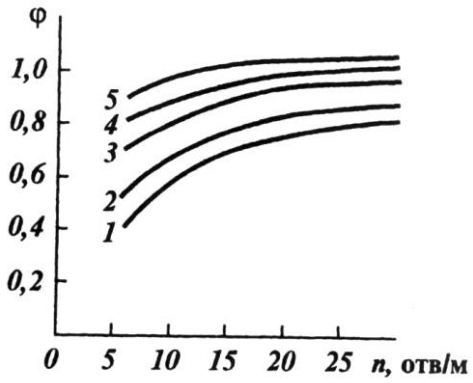


Рисунок 3.6 – Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от плотности перфорации ($R_к$ = 450 м, r_c = 0,1 м; $d_к$ = 12 мм):
1, 2, 3, 4, 5 – $\ell_к$ соответственно 25, 50, 100, 150 и 200 мм

Кривые на рисунке 3.5, *б* указывают на несущественное влияние поперечного размера каналов перфорации на степень совершенства скважин. А это значит, что нет необходимости создавать каналы большого диаметра.

Из рисунка 3.6 видно, что увеличение плотности перфорации более 20 отверстий на 1 м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

1) при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации следует считать плотность не более 12–16 отверстий на 1 м;

2) при плотности перфорации 12–16 отверстий на 1 м и длине перфорационных каналов 150 мм увеличение диаметра канала более 6–8 мм практически не приводит к возрастанию степени совершенства скважин.

Указанные выводы справедливы только для идеальных условий притока в скважину, когда поровая среда во всех точках пласта имеет одинаковую проницаемость, а цилиндрические каналы чисты по всей своей длине. Реальная картина далека от идеализированной. Схематическое изображение призабойной зоны перфорированной скважины показано на рисунке 3.7. Из этого рисунка следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины необходимо ввести ещё и коэффициент S_n (скин-эффект перфорации), учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект может быть определён с помощью, например, геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить скин-эффект S_n по промысловым данным не удаётся.

Для оценки качества гидродинамической связи скважины с пластом при помощи перфорационных каналов, полученных в разных условиях, введено понятие коэффициента совершенства канала K_c, под которым подразумевается отношение затрат жидкости через перфорированную в реальных условиях щель к затратам жидкости через идеальный канал этих же размеров.

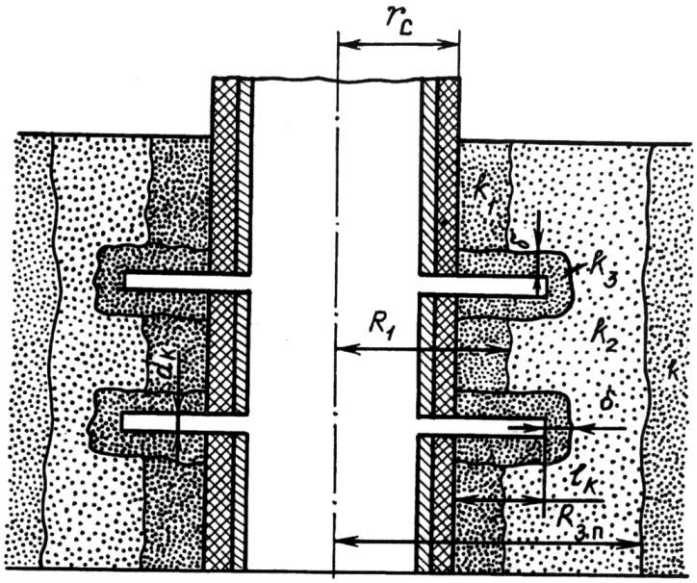


Рисунок 3.7 – Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины:
δ – толщина зоны ухудшенной проницаемости вокруг перфорированного канала;
k_3 – проницаемость породы в зоне вокруг перфорированного канала

Рисунок 3.8 иллюстрирует зависимость коэффициента совершенства скважины от глубины перфорационных каналов при наличии вокруг скважины зоны проникновения толщиной 100 мм с ухудшенной проницаемостью до 20 раз. При длине каналов меньше глубины зоны проникновения фильтрата коэффициент совершенства имеет очень малые значения, при выходе каналов перфорации за пределы зоны проникновения коэффициент совершенства резко возрастает. Действительно, для одной и той же плотности перфорации 13 отверстий на 1 м и при снижении проницаемости породы в зоне проникновения фильтрации в 20 раз коэффициент совершенства равен 0,15; 0,20 и 0,73 при длине перфорационных каналов соответственно 50, 85 и 125 мм. Таким образом, для достижения продуктивности скважины, близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфорации хотя бы в 1,5 раза была больше толщины зоны проникновения вокруг скважины. Поскольку радиус зоны проникновения обыкновенно превышает 0,5 м, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200–300 мм, то выполнить указанные условия на данном уровне развития кумулятивной перфорации не удается.

На основании указанного выше формула дебита реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все виды гидродинамического несовершенства, принимает вид

$$Q_ф = \frac{p_{пл} - p_в}{\omega_{осн} - \omega_{доп}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right) + C_1 + C_2 + S_б + S_п \right]}. \qquad (3.13)$$

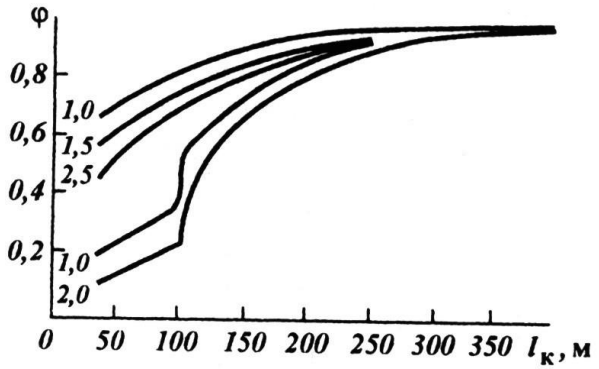


Рисунок 3.8 – Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от длины чистых цилиндрических каналов перфорации:
d_c = 6,35 мм, n = 13 отверстий на 1 м, $R_{зп}$ = 175 мм, r_c = 75 мм, $R_к$ = 300 м

При этом дополнительные фильтрационные сопротивления

$$\omega_{доп} = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot n} \cdot \left(C_1 + C_2 + S_б + S_n\right).$$

Для расчётов притока жидкости или времени для системы взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведённого радиуса. Это радиус такой фиктивной скважины, дебит которой при остальных равных условиях равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.

Исходя из этого, формулу (3.13) можно записать в следующем виде:

$$Q_ф = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left(p_{пл} - p_в\right)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right) + C_1 + C_2 + S_б + S_n\right]} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left(p_{пл} - p_в\right)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_{пр}}\right)}. \quad (3\ 14)$$

Отсюда выражение для оценки приведённого радиуса скважины имеет вид:

$$r_{пр} = r_c \cdot e^{-\left(C_1 + C_2 + S_б + S_n\right)}. \quad (3.15)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства скважины может быть выражен зависимостью

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_{пр}}\right)}. \quad (3.16)$$

В то же время изменение проницаемости породы в призабойной зоне и геометрия забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описа-

нию. Действительно, в реальной скважине в промысловых условиях технологи не знают, например, размеры и форму полученных перфорационных каналов, степень изменения проницаемости пород вокруг перфорационных каналов и т.д. Технологи также не имеют доскональной информации и о других параметрах, по которым определяются значения дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить степень гидродинамического совершенства скважины по формуле (3.16) обычно невозможно, так как неизвестны точные значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления.

В то же время, базируясь на гидродинамических методах исследования скважин, можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства, если в формулу дебита реальной скважины ввести коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}.$$

Тогда

$$Q_{ф} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot \varepsilon \cdot \left(p_{пл} - p_{в}\right)}{\ln\left(\frac{R_{к}}{r_{с}}\right) + C_1 + C_2 + S_{б} + S_{п}}. \qquad (3.17)$$

Преобразовав эту формулу относительно знаменателя, видим, что сумма

$$\ln\left(\frac{R_{к}}{r_{с}}\right) + C_1 + C_2 + S_{б} + S_{п} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot \varepsilon \cdot \left(p_{пл} - p_{в}\right)}{Q_{ф}} \qquad (3.18)$$

дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры – коэффициенты гидропроводности и продуктивности скважины.

Подставляя (3.18) в (3.17), получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины:

$$\varphi = \frac{1}{2 \cdot \pi} = \frac{\eta_{ф}}{\varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{R_{к}}{r_{с}}\right). \qquad (3.19)$$

В формуле (3.19) величина продуктивности $\eta_{ф}$ определяется по результатам исследований скважины при стабильных режимах её работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Величина коэффициента гидропроводности пласта определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах $\Delta p - \ln t$. Из теоретических основ газогидродинамических исследований на стабильных и нестабильных режимах работы вытекает, что

коэффициент продуктивности, определённый по ИД, характеризует всю зону дренирования – от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определённый по КВД, характеризует так называемую удалённую от скважины зону пласта с природными фильтрационными свойствами. Этот конечный вывод позволяет интегрально оценивать зависимость изменения продуктивности скважины от суммы факторов в процессе её строительства. На основании этих данных следует предусматривать мероприятия, направленные на интенсификацию притока из пласта.

Глава 4.
РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

Регулирование состояния околоскважинных зон пласта – один из основных вопросов повышения эффективности разработки месторождений.

Ускорение научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности и, в частности, интенсификация процесса разработки в основных нефтедобывающих районах страны предполагают использование всех потенциальных возможностей для наращивания добычи.

На современном этапе резко сократилось число фонтанирующих скважин при одновременном увеличении обводненности продукции. Новые месторождения имеют ухудшенную геолого-промысловую характеристику по сравнению с разрабатываемыми. Темпы прироста разведанных запасов отстают от темпов роста нефтедобычи. В этих условиях остро встаёт задача максимального использования возможностей каждой скважины, каждого продуктивного пласта с участка залежи.

В последние годы стратегическим направлением решения этих задач была разработка методов воздействия на пласт в целом, а развитию технологий воздействия на призабойную зону скважин оказывали недостаточно внимания. Вместе с тем имеющийся опыт показывает, что воздействие на призабойную зону скважин, сопутствующее воздействию на пласт, существенно увеличивает нефтеизвлечение. Эффект может быть получен как при целенаправленных обработках призабойной зоны, так и в качестве попутного эффекта при воздействии на пласт в целом гидродинамическими, тепловыми и физико-химическими методами.

Скважина, околоскважинная зона и межскважинная часть пласта – взаимосвязанные и взаимодействующие элементы единой технноприродной системы. Недоучёт особенностей и степени влияния прискважинной зоны как одного из элементов системы приводит к общему снижению эффективности разработки.

Потенциальная продуктивность возможна в тех случаях, когда в процессе заканчивания скважины и во время её эксплуатации не происходит ухудшение фильтрационных свойств пласта (ФСП) в прискважинной зоне. Практически любая операция, проводимая в скважинах, представляет собой потенциальный источник потери продуктивности. Установлено, что ФСП ухудшаются вследствие засорения пласта различными веществами при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией и ремонте скважин. Ухудшение ФСП происходит и в процессе освоения скважин. В ряде случаев по этим причинам скважины оказываются непродуктивными, в результате чего увеличивается фонд бездействующих скважин. Действующий фонд скважин является низкодебитным и требует применения искусственных методов воздействия для повышения продуктивности.

Для регулирования фильтрационных свойств околоскважинных зон предложены способы и технологии, большинство из которых опробовано в

промысловых условиях. Имеющийся практический опыт показал, что добиться значимого повышения продуктивности скважин удается лишь в тех случаях, когда механизм восстановления ФСП адекватен механизму их поражения. Соответственно потенциальные возможности регулирования достигаются, во-первых, за счёт сведения к минимуму потерь продуктивности и, во-вторых, за счёт планирования искусственного воздействия исходя из текущего состояния околоскважинных зон.

Ниже анализируется отечественный и зарубежный опыт регулирования фильтрационных свойств околоскважинных зон на этапах вскрытия, освоения и эксплуатации скважин.

4.1 Фильтрационное состояние околоскважинной зоны и её роль в процессах нефтедобычи

При проектировании и анализе дебитов скважин, текущего нефтеизвлечения, оценке кондиций и решении других геолого-промысловых задач состояние околоскважинной зоны пласта играет важную роль. Так, пласты определяют как коллекторы по результатам опробования после вскрытия их бурением. На практике часто встречаются случаи, когда явные пласты-коллекторы не дают притока, так как при их вскрытии фильтрационные свойства околоскважинной зоны необратимо ухудшились. Наряду со снижением продуктивности скважин ухудшение ФСП в околоскважинных зонах приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения, темпов разработки, увеличению сроков разработки залежи в целом. В зонах ухудшенной проницаемости теряется значительная часть пластовой энергии, что снижает эффективность воздействия на пласт в целом.

В связи с особенностями падения давления в околоскважинной зоне среднюю проницаемость техноприродной системы «скважина – околоскважинная зона – межскважинная часть пласта» определяет проницаемость прискважинной области несмотря на её незначительные размеры. Снижение продуктивности пластов вследствие ухудшения фильтрационных свойств прискважинной зоны количественно характеризует гидродинамический показатель – отношение продуктивностей скважины до и после ухудшения фильтрационных характеристик прискважинной зоны – параметр ОП (рис. 4.1). Ухудшение проницаемости прискважинной области в 5 раз приводит к снижению продуктивности скважин в 2 раза; снижение проницаемости околоскважинной зоны в 10 раз уменьшает продуктивность в 3,5 раза, а снижение в 50 раз может вызвать 15-кратные потери продуктивности. Важным обстоятельством является то, что размеры зоны ухудшенной проницаемости при этом могут составлять всего лишь десятки сантиметров. В то же время увеличение проницаемости околоскважинной области в 5–10 раз по сравнению с исходной проницаемостью пласта при тех же размерах околоскважинной области увеличивает продуктивность всего лишь на десятки процентов.

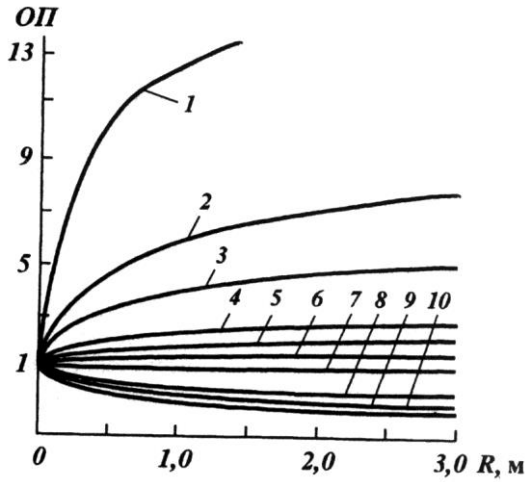


Рисунок 4.1 – Зависимость снижения продуктивности скважин от радиуса и степени снижения проницаемости $\frac{k}{k_0}$ в околоскважинной зоне:

1 – 0,02; 2 – 0,05; 3 – 0,1; 4 – 0,2; 5 – 0,3; 6 – 0,5; 7 – 1,0; 8 – 2,0; 9 – 5,0; 10 – 10,0

На основании отмеченного определяется основная стратегическая линия регулирования ФСП в околоскважинных зонах, которая реализуется, во-первых, сведением к минимуму ухудшения проницаемости путём подбора технологий вскрытия, опробования и эксплуатации пластов и, во-вторых, восстановлением фильтрационных свойств околоскважинной зоны путём постановки целенаправленных воздействий на нее.

Восстановление ФСП может обеспечить кратное увеличение продуктивности скважин, в то время как улучшение природных фильтрационных свойств околоскважинной зоны вызовет лишь незначительное повышение продуктивности.

Анализ фактических изменений фильтрационной характеристики прискважинной зоны указывает на их широкий диапазон. На месторождениях ПАО «Коминефть» продуктивность в результате ухудшения фильтрационных свойств прискважинной зоны может уменьшаться в 27 раз, на месторождениях Белоруссии – в 18 раз, на Самотлорском месторождении в 23 раза. В среднем более 50 % всех пластов имеют в 2 раза меньшую продуктивность, чем потенциальная, 25 % – в 4 раза и 10 % пластов – в 10 раз.

В результате ухудшения ФСП в прискважинной области скважины вводят в эксплуатацию с дебитами ниже планируемых и отмечается систематический недобор нефти при нормативных показателях разработки. Для достижения проектной добычи приходится бурить значительное число дополнительных скважин, которое при постоянном годовом отборе жидкости равно средней по месторождению величине параметра ОП. Это приводит к ухудшению продуктивности после вскрытия пластов бурением и уменьшению объёмов нагнетания жидкости на определённый момент разработки залежи, что, в свою очередь, вызывает потерю нефтеизвлечения и удлинение сроков разработки. Исследованы зависимости потерь текущего нефте-

извлечения $\Delta\eta_и$ и удлинения сроков разработки ΔT от параметра ОП. Они получены путём обработки данных динамики добычи из пласта $Д_1$ Бавлинского месторождения. Без бурения дополнительных скважин ΔТ может достигать 0,32, что применительно к пласту $Д_1$ Бавлинского месторождения составило более трети всего периода разработки.

Кроме потерь текущей нефтеотдачи и удлинения сроков разработки ухудшение продуктивности при вскрытии пластов бурением приводит к уменьшению коэффициента охвата залежи заводнением. Последний так же, как и текущее нефтеизвлечение, определяется объёмом прокачанной жидкости к определённому моменту разработки. В качестве примера приведена зависимость уменьшения коэффициента охвата заводнением (объём заводнённой части залежи к общему объёму залежи) от параметра ОП для различных моментов безразмерного времени. Зависимость построена по экспериментальным данным М.Л. Сургучёва по влиянию относительного объёма прокачанной жидкости на коэффициент охвата заводнением β_0 внешней зоны залежи пласта $Б_2$ Красноярского месторождения. Уменьшение коэффициента охвата заводнением из-за ухудшения продуктивности скважин при вскрытии пластов бурением может достигать 0,3.

Изменения фильтрационных свойств в околоскважинных зонах отражаются на точности и достоверности оценок кондиционных значений параметров.

В настоящее время для обоснования нижних предельных значений коллекторских свойств используют комплекс данных по гео-, петрофизическому и гидродинамическому исследованию пластов. В частности, по сопоставлениям гео- и петрофизических характеристик с результатами опробования (коэффициентом удельной продуктивности) определяют нижние предельные значения гео- и петрофизических параметров, отделяющие коллектор от неколлектора. При этом предполагают, что значение фазовой проницаемости в пластах с нулевой продуктивностью равно нулю. Такой подход к проблеме определения нижних предельных значений коллекторских свойств основан на предположении, что коллекторские свойства пласта и его прискважинной зоны идентичны. Однако такое предположение в большинстве случаев необоснованно.

Поскольку оценку кондиционных значений параметров базируют на существующей технологии вскрытия и испытания пластов, то отличие полученных при опробовании дебитов от их потенциальных значений (ОП = 1) приводит к искажению определяемых кондиционных параметров. Для определения нижних кондиционных значений параметров с использованием данных удельной продуктивности необходимо фактическую удельную продуктивность привести к максимально возможной:

$$\eta_{max} = \eta_{ф} \cdot ОП .$$

Механизм влияния качества вскрытия на кондиционные значения параметров обусловлен уменьшением действующей (эффективной) депрессии на пласт при испытании. Ухудшение проницаемости в прискважинной области приводит к тому, что при одинаковых дебитах фактическая (эффективная) депрессия намного меньше потенциально возможной (ОП = 1). Это и обусловливает существенное занижение коэффициента охвата по толщине заводнением и увеличение минимального коэффициента проницаемости. Рассмотрены зависимости коэффициента охвата заводнением по толщине $\psi_н$ и минимальной проницаемости $k_{0\min}$ от качества вскрытия (ОП) для условий XIII и XIV горизонтов месторождения Узень на основе фактических данных об изменении профилей притока при изменении эффективной депрессии. Ухудшение качества вскрытия (увеличение параметра ОП) приводит к резкому возрастанию нижнего предела проницаемости. Так, при эффективной депрессии $p_{эф}$ = 4,5 МПа и увеличении ОП от 1 до 2 значение $k_{0\min}$ изменяется от $23 \cdot 10^{-3}$ до $7 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, что эквивалентно уменьшению действующей депрессии на пласт более чем на 0,15 МПа. Возрастание минимальных значений коэффициента проницаемости снижает коэффициент охвата заполнением по толщине. Снижение коэффициента охвата по толщине при ухудшении качества вскрытия (увеличении ОП) может составлять более 25 %.

Таким образом, ухудшение фильтрационных характеристик прискважинной зоны при вскрытии пластов бурением является причиной уменьшения добычи нефти, ухудшения технологических показателей разработки, что приводит к существенным потерям нефти.

4.2 Дифференцированный анализ потерь продуктивности при заканчивании и эксплуатации скважин

При вскрытии пластов бурением под действием репрессии происходит фильтрация фильтрата бурового раствора из скважины в пласт. При цементировании в пласт фильтруется жидкость затворения цементного раствора. Под действием гидродинамических нагрузок в прискважинной области возникают значительные напряжения с возможным образованием трещин.

При вскрытии пластов перфорацией процессы уплотнения и дробления пород осложняются фильтрационными процессами. При эксплуатации скважин в прискважинной зоне может происходить выпадение солей, смол, асфальтенов и парафинов, разгазирование нефтей. Охлаждение прискважинной области пласта также вызывает выпадение парафина и тяжёлых нефтяных фракций. Прискважинные процессы сопровождаются физико-химическими и поверхностными явлениями. Таким образом, в прискважинной области возникают сложные многофазные динамические состояния.

Несмотря на многообразие прискважинных процессов, имеется определённая общность механизма ухудшения фильтрационных свойств. Основной механизм поражения пласта в прискважинной области – блокировка части внутрипорового пространства твёрдыми частицами или флюидами. Поражение пласта жидкими и газообразными флюидами обусловливается капиллярными, поверхностными и физико-химическими взаимодействиями в прискважинной области. На степень поражения пласта существенное влияние оказывают и технологические операции в скважинах. Путём целенаправленного воздействия на технологические режимы в скважинах удаётся уменьшить степень поражения пласта. В то же время комплексный характер механизма поражения пласта, его многостадийность и периодическая повторяемость определяют необходимость дифференцированного подхода к проблеме регулирования фильтрационных свойств прискважинной области на разных технологических стадиях заканчивания и эксплуатации скважин.

1. При вскрытии пластов бурением продуктивный пласт испытывает отрицательное воздействие фильтрата буровых растворов. Расчёты показывают, что при современных скоростях бурения поражение пласта за счёт фильтрации фильтрата бурового раствора под долото значимо лишь на расстоянии порядка нескольких сантиметров ниже долота. Этот объём коллектора удаляется при бурении и на продуктивность скважин практически не влияет.

Основное поражение коллектора при вскрытии пласта бурением связано с проникновением фильтрата бурового раствора через стенку скважины. В нефтепромысловой практике степень поражения пласта буровыми растворами обычно дифференцируется на поражение дисперсной фазой буровых растворов (твёрдыми частицами) и дисперсионной средой (фильтратами).

2. Технология вскрытия пластов бурением предполагает создание репрессии на пласт. Под действием репрессии буровой раствор фильтруется в пласт. Твёрдые частицы бурового раствора с размерами, превышающими размеры пор, откладываются на стенки скважины, образуя зону глинистой корки. Другая часть твёрдой фазы с размерами частиц, меньшими диаметра пор, проникает в пласт и осаждается в прискважинной области в виде зоны кольматации. Из теоретических и лабораторных исследований вытекает, что в максимальной степени поражение пластов кольматацией происходит в высокопористых и высокопроницаемых коллекторах. При этом степень снижения проницаемости может достигать 70–95 % вплоть до полной потери проницаемости в зоне кольматации. В то же время существующие оценки влияния зоны кольматации на потери продуктивности скважин неоднозначны. Лабораторные эксперименты, проводимые на образцах керна, указывают на незначительные (~ 1–2 мм) размеры зоны кольматации. В этом случае потери продуктивности могут составить лишь 5–8 % (см. рис. 4.1). В то же время в экспериментах Р.Ф. Крюгера и Л.С. Фогеля, А. Абрамса отмечалось проникновение твёрдых частиц на

глубину до 20–40 см и более. При этом продуктивность уменьшалась в результате кольматации в 5–10 раз.

Наблюдаемые в экспериментах различия в степени влияния зоны кольматации на снижение проницаемости пластов обусловлены различными режимами поражения пласта кольматацией. Большинство исследователей при анализе поражения пласта кольматацией придерживаются концепции внутрипорового сводообразования. Согласно этой концепции, частицы с размерами, меньшими диаметра пор, но большими трети их проходного сечения, сталкиваясь, образуют перемычки, которые задерживают частицы меньшего размера. В этом режиме формирование зоны кольматации происходит в период мгновенной фильтрации, т.е. до образования и уплотнения глинистой корки. Влияние толщины образовавшейся зоны кольматации (несколько миллиметров) на продуктивность пласта незначительно. В режиме сводообразования относительно быстро (порядка нескольких минут) формируется малопроницаемая зона кольматации, препятствующая дальнейшему поступлению фильтата бурового раствора в пласт. Сводообразующая кольматация нашла применение при технологиях вскрытия пластов с кольматацией ствола струями глинистого раствора (М.Р. Мавлютов).

С ухудшением фильтрационно-емкостных свойств коллектора усложняется структура внутрипорового пространства, затрудняются условия сводообразования и увеличивается объём пор, не доступных проникновению твёрдых частиц, что приводит к возрастанию объёма фильтрата бурового раствора, проникающей в пласт. В таких условиях существенно изменяется механизм поражения коллекторов за счёт кольматации твёрдыми частицами. Эффективное сводообразование вообще не происходит либо затрагивает лишь узкую пограничную зону «глинистая корка – пласт». Основная масса кольматирующих частиц проникает через глинистую корку в пласт на значительные расстояния. Как показали результаты лабораторного моделирования, в этом режиме кольматации происходит необратимое ухудшение проницаемости до 30–40 % первоначальной на значительном расстоянии (до 20–30 см от стенки скважины).

На рисунке 4.2 дано сопоставление степени уменьшения проницаемости в зависимости от времени фильтрации и объёма профильтровавшегося бурового раствора по данным модельных измерений на естественных кернах с широким диапазоном проницаемости от 0,003 до 0,8 мкм^2. Имеется устойчивая тенденция к снижению проницаемости кольматируемых кернов в зависимости от времени фильтрации бурового раствора. При этом в начальный период (порядка часа) проникновения фильтрата изменения проницаемости практически не наблюдается, затем происходит стабильное снижение проницаемости на протяжении всего периода фильтрации. Степень снижения проницаемости пропорциональна объёму фильтрата, ушедшего в пласт. Снижение потерь продуктивности скважины в результате кольматации прискважинной области твёрдыми частицами бурового раствора обычно исключается при вскрытии пластов перфорацией.

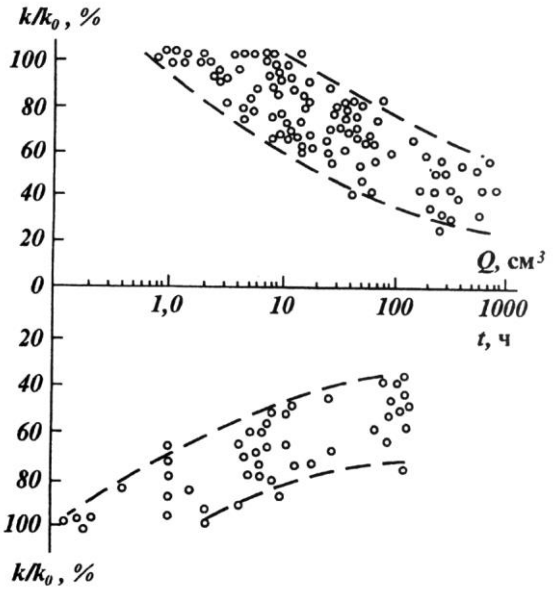


Рисунок 4.2 – Зависимость степени снижения проницаемости в зоне кольматации $\frac{k}{k_0}$ от объёма фильтрата бурового раствора *Q*, проникшего в пласт, и времени фильтрации *t*

Как показали модельные исследования Клотца, потери продуктивности пластов будут минимальны, если длина перфорационного канала превышает толщину зоны кольматации в 2 раза. Промысловые оценки толщины зоны кольматации по данным промысловой геофизики показали, что фактическая толщина зоны кольматации изменяется от 1 до 10 см и составляет в среднем 3–4 см, что в сумме с толщиной цементного кольца значительно меньше длины перфорационного канала. В необсаженных скважинах снижения потерь продуктивности за счёт кольматации добиваются путём последующего расширения ствола скважины с удалением закольматированной части породы.

3. В процессе проникновения бурового раствора из скважины в пласт происходит её разделение на дисперсную фазу и дисперсионную среду. Дисперсная фаза бурового раствора образует на стенке скважины глинистую корку и в пласте зону кольматации. Дисперсионная среда проникает в пласт, образуя зону проникновения фильтрата бурового раствора. Ухудшение ФСП под воздействием фильтрата бурового раствора связано, во-первых, с уменьшением фазовой проницаемости и, во-вторых, с проявлением поверхностных взаимодействий между мелкодисперсными составляющими цемента породы и фильтрата.

В настоящее время около 98 % всех пластов вскрывают с использованием бурового раствора на водной основе. Фильтраты этих буровых растворов, являясь смачивающей фазой, вытесняют нефть и газ, первоначально находящиеся в околоскважинной области. Влияние фильтратов бурового раствора на проницаемость традиционно оценивается отношением коэф-

фициента восстановления проницаемости по нефти после фильтрации в течение определённого времени к первоначальной проницаемости. Полученные таким образом данные малоинформативны с точки зрения регулирования фильтрационных свойств зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Коэффициент восстановления проницаемости не учитывает реальную динамику вытеснения нефти и газа фильтратом бурового раствора и не отражает существенных факторов, влияющих на проницаемость зоны проникновения. При формировании зоны проникновения фильтрата бурового растовра степень вытеснения нефти и газа фильтратом зависит от технологических условий вскрытия, поверхностно-молекулярных свойств системы «фильтрат – нефть» и петрофизических характеристик пласта. Степень насыщенности фильтратом определяется соотношением капиллярного перепада к гидродинамическому в зоне проникновения. Это соотношение удобно характеризовать комплексным безразмерным параметром $П$:

$$П = \frac{2 \cdot \pi \cdot \sigma \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{m \cdot k \cdot H}}{q \cdot \mu_ф},$$

где σ – поверхностное натяжение на границе «фильтрат – пластовый флюид»; $\cos\varphi$ – косинус краевого угла смачивания; m, k – коэффициенты пористости и проницаемости; H – толщина пласта; q – объёмный расход фильтрата в пласт; $\mu_ф$ – динамическая вязкость фильтрата.

Связь фильтратонасыщения $S_ф$ зоны проникновения с параметром $П$ и радиусом $r^* = r - r_c$ представлена следующим образом:

$$S_ф = A \cdot П^{\alpha} \cdot \left[1 - \left(\frac{r^*}{R^*_{зп}}\right)^2\right]^{\gamma},$$

где A, α, γ – коэффициенты, зависящие от свойств пласта; $R_{зп}$ – радиус зоны проникновения; $R^*_{зп} = R_{зп} - r_c$; r_c, r – радиус скважины и текущий радиус.

При освоении продуктивных пластов часть фильтрата защемляется в зоне проникновения в результате капиллярной блокировки и формирует область повышенного содержания остаточного фильтрата, которая также способствует уменьшению проницаемости по нефти и газу (рис. 4.3). Проницаемость пласта при защемлённом остаточном фильтрате может составлять менее 70 % первоначальной.

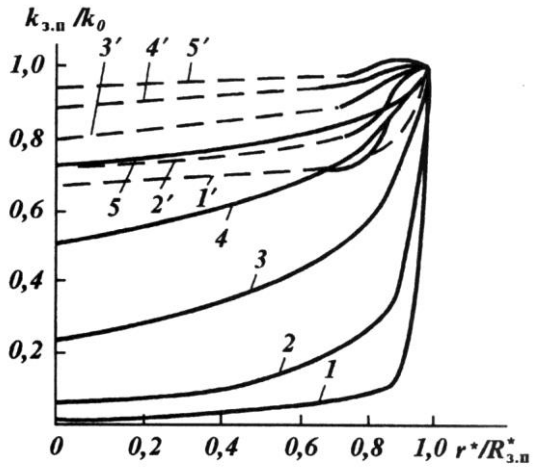


Рисунок 4.3 – Ухудшение проницаемости в зоне проникновения фильтрата бурового раствора $\frac{k_{зп}}{k_0}$ при различных значениях параметра *П*:

$1,\ 1' - 1;\ 2,\ 2' - 10;\ 3,\ 3' - 10^2;\ 4,\ 4' - 10^3;\ 5,\ 5' - 10^4.$

Сплошные линии – прямое направление фильтрации, пунктирные – обратное

В преимущественно гидрофильных коллекторах с ухудшенными коллекторскими свойствами, развитой удельной поверхностью при наличии внутрипорового глинистого цемента существенно влияют на поражение пласта фильтратом бурового раствора поверхностные взаимодействия фильтрата и твёрдой фазы коллектора. В природном состоянии поверхностные силы прочно удерживают мельчайшие гидрофильные частицы на зёрнах скелета. При внедрении фильтрата бурового раствора в гидрофильной плёнке погребённой воды резко уменьшаются действия поверхностных сил, в результате чего мельчайшие частицы твёрдой фазы приходят в движение и увлекаются фильтратом вглубь пласта. Взаимодействуя друг с другом и со скелетом породы, частицы могут образовывать сгустки и застревать в местах сужений и пережимов пор. Самокольматация за счёт мельчайших гидрофильных частиц проявляется при использовании буровых растворов на пресной основе. В результате самокольматации проницаемость пласта может снизиться до 30–40 % от первоначальной. На интенсивность самокольматации оказывают влияние структура порового пространства и условия вскрытия пласта. В коллекторах с разветвлённой структурой порового пространства при наличии тупиковых и плохо сообщающихся пор изменение минерализации фильтрата в зоне проникновения происходит постепенно и не возникает значительных градиентов поверхностных сил. При высоких скоростях проникновения фильтрата в пласт градиенты поверхностных сил значительны и интенсивность поступления мельчайших частиц в фильтрат возрастает.

Помимо самокольматации взаимодействие фильтрата бурового раствора с твёрдой фазой породы приводит также к поверхностной гидрата-

ции, в результате которой в зоне проникновения увеличивается количество прочно связанного фильтрата, уменьшаются эффективная пористость и проницаемость коллектора. Уменьшение проницаемости в зоне проникновения в результате поверхностной гидратации может составлять до 40 % первоначальной. Эффекты поверхностной гидратации и самокольматации наиболее типичны для заглинизированных песчаников, однако исследования, проведённые в России и за рубежом, показали, что при современных обработках буровых растворов физико-химическими реагентами эти явления могут наблюдаться и для практически безглинистых – чистых коллекторов. Степень влияния фильтрата бурового раствора на потери продуктивности зависит от фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Для пластов с проницаемостью порядка 0,5 мкм^2 влияние фильтрата на потери продуктивности составляет не более 30–40 %. В коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами в результате поверхностных взаимодействий с породой продуктивность может снизиться в десятки раз.

4. В процессе цементирования скважин ухудшение проницаемости прискважинной области обусловлено проникновением части мелких твёрдых частиц цементного раствора и его фильтрата в пласт. Проницаемость ухудшается за счёт гидратации цемента и его перекристаллизации во внутрипоровом пространстве и за счёт взаимодействия фильтрата с кремнийсодержащими компонентами твёрдой фазы коллектора с образованием гидрата силиката кальция – цементирующей составляющей.

Поражение пласта твёрдыми частицами цементного раствора обусловливает цементную кольматацию прискважинной области. Глубина проникновения фильтрата цементного раствора (лабораторное моделирование) может составлять 1,5–2,0 диаметра скважины. Заметное уменьшение проницаемости коллектора отмечено в первые сутки после цементирования. Степень ухудшения проницаемости за счёт фильтрата цементного раствора зависит от состояния прискважинной области на момент проведения цементирования.

В пластах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами основное влияние на поражение пласта оказывает фильтрат бурового раствора; поражение пласта фильтратом цементного раствора достигает лишь 3–5 % первоначальной проницаемости. Для пластов проницаемостью 0,1–0,5 мкм^2 ухудшение проницаемости фильтратом цементного раствора может составлять 10–20 % первоначальной.

В высокопроницаемых коллекторах (более 0,5 мкм^2) степень ухудшения проницаемости под воздействием фильтрата и твёрдых частиц цементного раствора увеличивается с ростом проницаемости и составляет 25–50 %. Максимальное снижение проницаемости в процессе цементирования скважин происходит в пластах, вскрытых с применением буровых растворов на нефтяной основе, с использованием аэрированных жидкостей и других «нефильтрующихся» буровых растворов.

Образование на этапе вскрытия пластов бурением слабопроницаемой глинистой корки и зоны кольматации является благоприятным фактором, предохраняющим пласт от его дальнейшего поражения тампонажным цементным раствором. Лабораторные исследования показали, что в этом случае радиус зоны поражения не превышает 0,5–1,0 см, а его влияние легко устраняется в процессе перфорации. Радиус поражения пласта при цементировании может значительно увеличиваться при разрыве пластов цементным раствором.

5. На этапе вскрытия пластов перфорацией (кумулятивной, а также пулевой и гидропескоструйной) наряду с созданием надёжной гидродинамической связи пласта со скважиной происходят также и изменения фильтрационных свойств пласта (ФСП) в области, прилегающей к перфорационному каналу. В связи со сложностью экспериментов механизм влияния перфорации на ФСП изучен еще недостаточно полно.

Имеющиеся эксперименты показывают, что под воздействием взрывных нагрузок пористая среда разрушается с образованием зоны трещиноватости с пористыми и проницаемыми блоками. В процессе дробления порода переупаковывается и формируется система трещин, определяющих дилатантную проницаемость. Дилатантное разуплотнение пористой среды может приводить к сбросу внутрипорового давления, что при высоких геостатических давлениях обусловливает рост эффективных напряжений, уплотнение и частичное разрушение коллектора.

По данным экспериментальных исследований на лабораторных стендах, в области, прилегающей к перфорационному каналу, в общем случае выделяются три зоны (рис. 4.4): *I* – зона дилатантного разуплотнения размером $\bar{r} = 0{,}4$ м/кг$^{1/3}$, характеризуется существенным улучшением проницаемости (на порядок и более); *II* – уплотнённая зона с ухудшенной на 30–40 % проницаемостью размером $0{,}4 \le \bar{r} \le 1$ м/кг$^{1/3}$; *III* – зона слабого улучшения фильтрационных свойств пласта размером $\bar{r} \ge 1$ м/кг$^{1/3}$; $\bar{r}$ – радиус, приведённый к мощности заряда.

Степень изменения проницаемости в околоперфорационной области зависит от прочностных свойств коллектора. В плотных породах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами зона уплотнения, как правило, отсутствует, и фильтрационные свойства пласта в зоне перфорации существенно улучшаются. В высокопористых коллекторах с пластическим характером деформации заметного эффекта дилатантного разуплотнения не наблюдается, и фильтрационные свойства пласта при перфорации необратимо ухудшаются. Проникновение фильтрата бурового раствора на этапе вскрытия пласта бурением может существенно повлиять на прочностные характеристики коллектора в прискважинной области. В частности, в результате поверхностных взаимодействий и действия расклинивающего давления существенно снижается прочность сцепления цементирующих частиц со скелетом породы. Это, в свою очередь, влияет на образование уплотнённой и дилатантной зон.

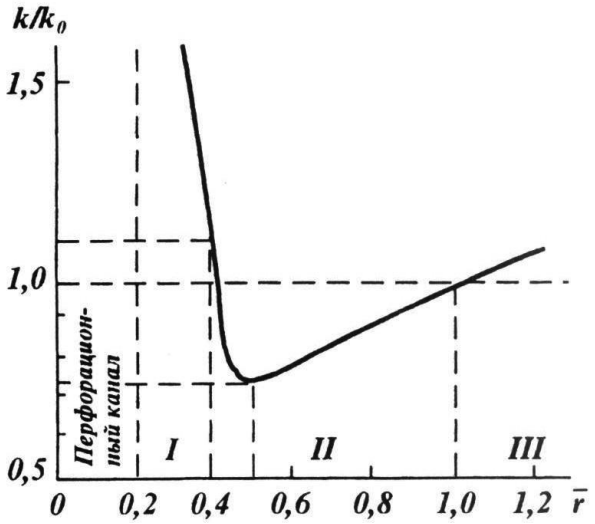


Рисунок 4.4 – Характер изменения проницаемости пласта в области, прилегающей к перфорационному каналу

Степень поражения пластов при их вскрытии перфорацией значительно увеличивается, если перфорацию проводят в среде бурового раствора при репрессии на пласт. Результаты промысловых исследований показывают, что проницаемость при этом может дополнительно снизиться на 20–30 % и вплоть до полной закупорки в зависимости от применяемых буровых растворов и значений репрессии.

6. При освоении скважин в процессе вызова притока происходит обратное вытеснение фильтрата бурового раствора нефтью из околоскважинной зоны. Как отмечалось, в зоне проникновения фильтрата может произойти дополнительное уменьшение проницаемости за счёт защемления части подвижного фильтрата. При этом эффекты защемления зависят как от состояния зоны проникновения на начало освоения, так и от технологических условий последнего. В низкопроницаемых коллекторах при освоении происходят прорыв нефти по наиболее крупным порам и трещинам и защемление части фильтрата в зоне проникновения. В высокопроницаемых пластах крупные поровые каналы ещё на стадии вскрытия блокируют твёрдые частицы. При обратном вытеснении прорыв нефти по мелким и средним порам приводит к блокированию фильтрата в крупных порах и существенному снижению проницаемости в зоне проникновения.

Существуют оптимальные условия освоения скважин, обеспечивающие наиболее полную степень вытеснения фильтрата в процессе освоения. Однако при существующих технологиях эти условия не реализуются. При освоении в прискважинной области защемляются значительные количества подвижного фильтрата, который длительное время выносит движущийся многофазный поток. Промысловые наблюдения показывают, что извлечение фильтрата из призабойной зоны для карбонатных коллекторов продолжается 2–3 года, для терригенных – 5–6 лет. За это время продук-

тивность скважин возрастает в 2–3 раза. На рисунке 4.5 дана зависимость восстановления коэффициента продуктивности скважины после её освоения от времени эксплуатации. Период стабилизации зависит как от свойств пласта, так и от технологии его освоения.

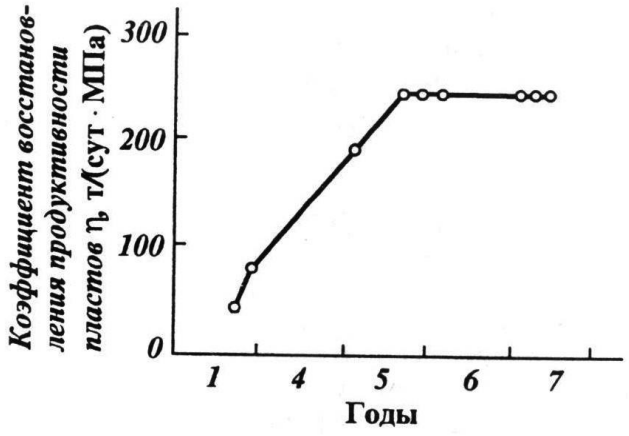


Рисунок 4.5 – Характер восстановления коэффициента продуктивности пластов η после их освоения

7. При эксплуатации и ремонте скважин ухудшение проницаемости происходит вследствие выпадения в призабойной зоне парафиновых и смолоасфальтеновых отложений, а также неорганических солей. Отложение неорганических солей – типичная причина снижения продуктивности скважин во многих нефтедобывающих районах – Среднем Приобье, Пермский край и др. В результате выпадения неорганических солей изменяется абсолютная проницаемость прискважинной области.

В процессе разработки залежей степень обводненности отдельных её пластов и участков и соответственно минерализация добываемых вод различны. Это приводит к неравномерному снижению проницаемости в околоскважинных зонах, что усугубляет ухудшение профиля приёмистости и притоков и снижает коэффициент охвата пластов заводнением.

В поздний период разработки возрастают обводнённость, масштабы перевода скважин на механизированную добычу, депрессии на пласт и потребность в подземных и капитальных ремонтах. При проведении ремонтных работ скважины задавливают водой – происходит дополнительное ухудшение проницаемости прискважинной зоны. Снижение температуры в прискважинной области способствует выпадению смолоасфальтеновых отложений, что также снижает проницаемость.

4.3 Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах

Регулирование ФСП в околоскважинных зонах осуществляют как в процессе заканчивания скважин, так и при их эксплуатации. При вскрытии пластов бурением наиболее эффективно использовать продувку воздухом, облегчённые буровые растворы или депрессию на пласт. Однако такая технология связана с резким удорожанием, риском создания аварийной ситуации, требует специального оборудования и в большинстве случаев оказывается экономически неприемлемой. Кроме того, применение облегчённых буровых растворов и продувка забоя воздухом не гарантируют стабильность ФСП.

Так, в 70-е гг. прошлого столетия шесть скважин Битковского месторождения вскрыты с продувкой забоя воздухом, вводом ПАВ и природного газа. Однако недоучёт сильного снижения температур до отрицательных в связи с расширением струи сжатого газа при выходе его из сопел долота на забое привёл к тому, что в призабойной зоне (1,5 м) из нефти выпали кристаллы парафинов и смолы, произошла парафиновая кольматация, устранить которую так и не удалось. Скважины не были введены в эксплуатацию.

Работами института «СевкавНИИгаз» показано, что вскрытие песчаников с использованием пен может приводить к ухудшению проницаемости до 35 % первоначальной. Имеются примеры неэффективного применения растворов на углеводородной основе, в частности, при вскрытии баженовской свиты Салымской площади, карбонатных коллекторов Белоруссии и др.

Практические технологии вскрытия пластов бурением предусматривают создание репрессий на пласт. Для уменьшения степени ухудшения проницаемости разработаны технологии вскрытия пластов бурением на нефильтрующихся растворах или растворах, не поражающих пласт (растворы на нефтяной основе, полимерные растворы, минерализованные рассолы и др.).

При заканчивании скважин на пласты с аномально высокими пластовыми давлениями успешно применяют насыщенные рассолы плотностью до 1,9 кг/м^3 без содержания твёрдой фазы. Для вскрытия пластов в осложнённых условиях успешно применяют растворы с синтезированной и диспергированной дисперсной фазой (гель-технология). Используя «оптимальные» растворы, можно эффективно регулировать ФСП при вскрытии бурением. При этом предполагают, что такие растворы практически не снижают природной проницаемости пласта. Однако Б.А. Шарафутдинов («БашНИПИнефть»), исследуя в лаборатории влияние буровых растворов на проницаемость терригенных продуктивных пластов в условиях, приближённых к пластовым, пришёл к выводу, что все растворы (глинистые, полимерные, известково-битумные) фильтруются в керн. При этом коэффициент ухудшения проницаемости оказался высоким: для обычного глинистого раствора – 83–92; для известково-битумного – 93–97, полимерного –

80–91 %. В условиях лабораторного эксперимента незагрязняющие буровые растворы с добавкой $CaBr_2$ снижают проницаемость естественных кернов на 14 %.

Следует отметить, что применение нефтеэмульсионных, полимерных и других буровых растворов, а также воды и рассолов обеспечивает практически отсутствие глинистой корки и зоны кольматации. В связи с этим возникают значительные напряжения в прискважинной области. При слабой сцементированности песчаников возможно их разрушение, увеличение в прискважинной области фильтратонасыщения пласта и размеров зоны проникновения филтрата буровых растворов в пласт. Таким образом, при отсутствии кольматации возрастает роль других факторов, приводящих к поражению пласта.

При регулировании продуктивности скважин путём подбора состава и обработки бурового раствора существует проблема совместности жидкости и коллектора. Так, при использовании полимеров и полиакриламидов, ингибиторов коррозии, а также при росте бактерий и т.п. в процессе смешения различных жидкостей возможно выпадение осадка. На этот процесс влияют как свойства пластовой воды и коллектора, так и чистота химических реагентов для обработки бурового раствора, которая может значительно меняться в зависимости от технологии производства, хранения и транспортировки.

В реальных геолого-промысловых условиях регулирование технологических свойств буровых растворов очень затруднено из-за неоднородности физических свойств разбуриваемых отложений, обогащения жидкостей частицами выбуренной породы, неконтролируемых физико-химических взаимодействий бурового раствора с пластовым флюидом, поступающим в скважину в процессе бурения.

На эффективность регулирования фильтрационных свойств прискважинной зоны в процессе вскрытия пластов большое влияние оказывает и технология бурения. При высоких скоростях эксплуатационного бурения, характерных, например, для месторождений Западной Сибири, возможно чрезмерное утяжеление буровых растворов частицами выбуренной породы, что приводит к возрастанию репрессии на пласт. Дополнительные репрессии создаются также при быстром спуске бурильного инструмента в скважину. Возникающий при этом гидравлический удар способствует образованию трещин в прискважинной области и дополнительному проникновению фильтрата бурового раствора в пласт. При бурении на разрабатываемые пласты с очень высоким пластовым давлением, а также на нижележащие пласты используют утяжелённые буровые растворы, что также обусловливает большие репрессии и дополнительное загрязнение пластов. Аналогичные эффекты получают и при цементировании скважин.

Перфорация в газовой среде или при незначительных (0,3–1,5 МПа) депрессиях на пласт при вскрытии максимально уменьшает эффект поражения пласта. В этом случае удаётся избежать поражения пласта буровым

раствором и частично очистить перфорационный канал от обломков и уплотненного слоя породы. Величина депрессии при перфорации поддаётся регулированию и может быть выбрана с учётом состояния околоскважинной зоны и свойств пласта-коллектора.

Другой способ снижения степени поражения пласта при перфорации – тщательная очистка скважин до перфорации и использование чистых жидкостей при незначительной депрессии на пласт. Однако, как показали тщательные исследования, даже чистые жидкости (рассолы нефтяных пластов, искусственные рассолы, пресная и морская вода, дизельное топливо и даже пластовая нефть) могут вызвать снижение проницаемости прискважинной зоны по следующим причинам:

1) чистые рассолы не содержат сводообразующих частиц регулируемого размера;

2) чистые рассолы обычно содержат растворимые и нерастворимые твёрдые частицы, которые могут проникать на значительную глубину пласта;

3) морская вода содержит бактерии и планктон, которые эффективно закупоривают пористую среду;

4) морская вода имеет высокую концентрацию сульфатов, что в присутствии кальция и бария приводит к поражению пласта сернокислым кальцием или барием;

5) при добыче многих сортов сырой нефти выпадают тяжёлые углеводороды (асфальтены и парафины) в виде множества мелких частиц, которые вызывают кольматацию пласта;

6) пресная вода резко ухудшает проницаемость терригенных коллекторов даже с незначительным содержанием глинистого цемента.

Кроме того, практически все чистые жидкости при заканчивании скважин в той или иной степени загрязняются при технологических операциях по приготовлению и транспортировке в системе «скважина – трубопровод». Причинами загрязнения могут явиться растворённое железо, выпадающее в пласте в виде хлопьевидных образований, буровой раствор, прилипший к трубам и муфтовым соединениям, консистентные смазки, пульпа, бактерии, химические добавки, высохший глинистый раствор, песок, пластовая нефть, частично схватившийся цемент, которые скапливаются во всасывающих линиях насосов и мешалках, на стенках и т.д. Эти примеси практически не влияют на свойства бурового раствора, но в случае использования тех же емкостей под чистые жидкости заканчивания они загрязняют последние. Полная очистка емкостей, трубопровода и скважины от предыдущих жидкостей и других примесей практически невозможна. Менее одной чайной ложки такой грязи достаточно для закупорки перфорационного канала. Исследования Г.П. Мэлли показали, что проницаемость не снижается, если концентрация твёрдых примесей не превышает 2 мг/л. Реально добиться такого уровня очистки чистых жидкостей не представляется возможным даже при использовании забойного фильтра.

Имеющиеся экспериментальные данные показывают, что возможности регулирования фильтрационных свойств на этапе вскрытия пластов перфорацией невелики. В таблице 4.1 даны характеристики действия технологии перфорации на степень восстановления проницаемости после перфорации. При оптимальных условиях перфорации продуктивность снижается до 30 % первоначальной, а при неудовлетворительных может составить менее 1 %. Это обусловлено тем, что, помимо ухудшения фильтрационных свойств пласта, вокруг каждого перфорационного канала, как правило, работает лишь небольшой процент общего числа перфорированных каналов. Основная же масса перфорационных каналов из-за быстрого выравнивания давлений в стволе скважин так и остается неосвоенной, в результате чего резко снижается работающая толщина.

Таблица 4.1

Условия перфорирования		Степень восстановления проницаемости после перфорации $\frac{k}{k_0}$, %
Раствор	Давление в скважине	
Высокое содержание твёрдой фазы, буровой раствор в скважине	+	1–3
Низкое содержание твёрдой фазы, буровой раствор в скважине	+	2–4
Неотфильтрованный солевой	+	4–6
Отфильтрованный	+ –	8–16 15–25
Чистый незагрязняющий	–	30–50
Идеальный перфоратор	–	100–100
Примечания: 1. Знаки «+» и «–» – соответственно репрессия и депрессия. 2. k_0, k – соответственно начальная и текущая проницаемость пласта.		

Регулирование фильтрационных свойств прискважинной области в процессе цементирования скважин в настоящее время не проводят, а возможности такого регулирования в специальной литературе не обсуждались. В результате слабой изученности процессов поражения пласта при цементировании и перфорации отсутствуют надёжные теоретические и технологические основы регулирования потерь продуктивности на этих этапах.

Для решения проблемы рекомендуется использовать технологию заканчивания скважин с открытым забоем или со специальными фильтрами, которые широко применяют в арабских странах (табл. 4.2).

При такой технологии цементирования и перфорации ухудшения ФСП не наблюдается. Однако для многопластовых месторождений открытый забой или забойные фильтры значительно затруднили бы контроль и регулирование процесса разработки.

Фирма «Elf Aquitaine Group» использует оригинальную технологию заканчивания скважин, с помощью которой продуктивность увеличивается в 5 раз. После вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом над кровлей пласта устанавливают временную мостовую пробку, а затем под углом 45° к основному стволу бурят два ответвления длиной 20–30 м в пределах продуктивного пласта. Такая конструкция забоя обеспечивает повышение площади притока жидкости. Положительные результаты получают и при расширении ствола скважины.

Многочисленные промысловые данные свидетельствуют, что скважины вводят в эксплуатацию с резко пониженной продуктивностью. Фактическое ухудшение продуктивности наблюдается на всех этапах заканчивания скважин. По-видимому, проблему максимального сохранения природной продуктивности пласта в околоскважинных зонах следует решать двумя путями – совершенствуя существующую технологию заканчивания скважин и используя специальные технологии восстановления ФСП в околоскважинных зонах уже пробуренных скважин.

Таблица 4.2

Операция	Условия выполнения
Вскрытие пласта долотом	Углеводородные масляные (безводные) эмульсионные, полимерные и другие растворы с нулевой водоотдачей плотностью 800–1100 кг/м^3. Противодавление на нефтяной пласт не более 0,3–0,4 МПа (равновесное бурение) при обсаженном стволе скважины
Обустройство забоя	Открытый необсаженный забой в плотных пластах и заменяемые фильтры (хвостовики) в рыхлых пластах
Обсаживание колонн	Спуск на забой специальных заменяемых фильтров (лайнеры, хвостовики)
Освоение скважин (вызов притока)	При малых депрессиях на пласт сразу после бурения

Для восстановления ФСП в околоскважинных зонах имеется большой выбор методов и технологий, основанных на физико-химическом, тепловом и других видах воздействия на прискважинную зону.

Физико-химические методы обработок околоскважинных зон – основной вид регулирования их фильтрационных свойств в б. СССР и за рубежом. В частности, по Западной Сибири 84 % общего объёма работ по воздействию на околоскважинные зоны приходится на кислотные обработки (из них преобладают солянокислотные, которые принято считать наиболее эффективными с экономической точки зрения). Средняя успешность солянокислотных обработок по месторождениям Западной Сибири составляет 64 %.

Причины низкой эффективности восстановления продуктивности скважин кислотой – малое число механизмов поражения пласта, по отношению

к которым закачка кислоты эффективна. В общем случае для терригенных коллекторов эффективна фтористая кислота, для карбонатных – соляная. Однако кислота становится неэффективной из-за сильного разбавления в коллекторах с высокой степенью водонасыщения и повышенным значением насыщенности остаточным фильтратом бурового раствора в прискважинной зоне. Для повышения эффективности кислотных обработок рекомендуют предварительные закачки влагопоглотителей (ацетона, метанола и др.). Закачка кислоты не даёт результатов при поражении пласта глобулами защемлённого фильтрата и нефти, парафинистыми и асфальтосмолистыми компонентами. Более того, при значительном ухудшении ФСП в околоскважинной зоне кислота вообще не поступает в закупоренные пропластки и перфорационные каналы.

Кислота хорошо восстанавливает ФСП, нарушенные фильтратом цементного раствора. Гидроокись кальция эффективно удаляется соляной либо уксусной кислотой, силикат кальция – фтористой. Однако она практически неэффективна по отношению к уплотнению пласта в зоне перфорационного канала, органическим загрязнениям и др. В ряде случаев в результате действия кислоты на коллектор возможны образование осадка, диспергирование мелкодисперсных частиц и другие нарушения, ухудшающие фильтрационные свойства прискважинной области. Закачка кислоты, как правило, интенсифицирует коррозионные процессы.

Успешность восстановления фильтрационных свойств околоскважинных зон растворителями и поверхностно-активными веществами является ещё более низкой по сравнению с солянокислотными обработками – соответственно 61 и 53 %.

Растворители и ПАВ позволяют уменьшить капиллярную блокировку фазовой проницаемости защемлёнными флюидами и поражение пласта углеводородной кольматацией. Однако в промысловых условиях углеводородная кольматация осложняется выпадением солей и самоотключением отдельных пропластков. В таких условиях успешность обработок растворителями снижается до 20–40 % при средней продолжительности 30–45 сут. На эффективность растворения углеводородной кольматации большое влияние оказывают также диспергирование и растворение асфальтосмолопарафиновых отложений, которые значительно ограничивают возможности стандартных методов.

В осложнённых геотехнологических условиях (низкопроницаемые коллекторы, высокая обводнённость пластов при низком охвате пластов заводнением) большой эффект прироста продуктивности дают ориентированные гидравлические разрывы пластов (ГРП). В старых нефтяных районах успешность операции по ГРП составляет 60–80 %, а дополнительная добыча на одну скважино-операцию – 456 тонн. Ориентированные разрывы проводят посредством использования цементных мостов, пакеровки, вязкопластичных систем. Инициирование процесса в выбранном интервале осуществляют путём создания щелей в колонне гидропескоструйной перфорацией. В зарубежной практике метод ГРП является стандартной операцией по регулировке фильтрационных свойств прискважинной зоны.

Невысокая эффективность регулирования ФСП в околоскважинных зонах связана, прежде всего, с комплексным механизмом поражения пласта и с выборочным регулированием этого поражения отдельными методами. Для повышения эффективности разрабатывают технологии, основанные на комплексировании отдельных методов и механизмов воздействия. Эффективным комплексным механизмом воздействия обладают технологии, основанные на использовании многократных управляемых мгновенных депрессий-репрессий.

4.4 Пример влияния буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов

Вскрытие продуктивных горизонтов при бурении скважин в НПУ «Долинанефть» происходит при забойных давлениях 30,0–40,0 МПа, что на 6,0–14,5 МПа превышает начальные пластовые давления и на 8–17 текущие. Вызвано это применением буровых растворов повышенной плотности, особенно при бурении разведочных скважин, когда значение плотности достигает 1500–1600 кг/м^3. По мере разработки залежей пластовые давления снижаются на 1,5–3,0 МПа в год. Однако указанный фактор по геологотехническим причинам ещё мало учитывается при выборе буровых растворов для вскрытия пластов, вследствие чего возможна глинизация пород прифильтровой зоны пласта, сопровождающаяся в ряде случаев поглощением значительных количеств (до 590 м^3) бурового раствора. Всё это отрицательно влияет как на процесс освоения, так и на последующую производительность скважин.[1]

В таблице 4.3 приведены данные о поглощении глинистого раствора и работе скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений.

Учитывая коллекторские свойства продуктивных пластов по данным таблицы 4.3, можно заключить, что прифильтровая зона пласта скважин №№ 224 и 228 при бурении была загрязнена, и загрязнение не удалось устранить путём продолжительного дренирования и применения обработок, в то время как скважина № 222 после бурения самопроизвольно из месяца в месяц увеличивала дебит от 175 до 220 тонн/сут., а скважины №№ 59, 97 и 98 были освоены с дебитами, равными ожидаемым.

Наибольшее влияние на дебит скважин оказало поглощение бурового раствора в скважинах с низким градиентом пластового давления ($p_{пл}$ = 0,0078 ÷ 0,0103 МПа/м). Именно при освоении этих скважин отмечались наибольшие затруднения, тогда как скважины с высокими градиентами пластового давления были освоены со сравнительно хорошими показателями.

---

[1] Для экономии места в тексте градиенты пластового давления, давления при бурении скважин, поглощении бурового раствора и осуществлении гидроразрыва пласта принято обозначать $p_{пл}$, $p_{б}$, $p'_{б}$, $p_{грп}$ – соответственно.

Таблица 4.3 – Данные о поглощении глинистого раствора и работе скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений

Номер скважины	Горизонт, площадь	Интервал поглощения глинистого раствора при бурении, м	Градиент противодавления на пласт при поглощении, МПа/м	Объём поглощения глинистого раствора, $м^3$	Респрессия на пласт при поглощении, МПа	Градиент пластового давления во время бурения, МПа/м	Депрессия на пласт при освоении скважины, МПа	Способ освоения скважины	Режим работы скважины после освоения			Коэффициент продуктивности скважины, $м^3/(сут.\cdot МПа)$	
									диаметр штуцера, мм	дебит, тонн/сут.	газовый фактор, $м^3/т$	данной	окружающий
59	Выгодские отложения Долинского месторождения	2502	0,0136	35	4,5	0,0125	6,3	путём замены глинистого раствора на воду	10	25	181	4,4	2,7–8,8
222		2773–2813	0,0136	270	8,7	0,0106	1,8	то же	12	115–220	224	1,23	3,6–33,0
224		2534–2539	0,0122	25	12,7	0,0078	нет опр.	газлифт	–	5,0	350	не определён	
228		2740–2815	0,0142	220	12,6	0,0103	4,9	путём замены глинистого раствора на нефть	8	38	452	0,175	12,3–33,0
97	Выгодские отложения Северо-Долинского месторождения	2779	0,0140	65	8,5	0,0114	4,0	путём замены глинистого раствора на воду	14	45	4500	не определён	
98		2861–2880	0,0146 0,0122	187	11,0	0,0108	2,3	то же	8	70	224	то же	

Примечание. Для удобства изучения и сопоставления имеющихся данных в работе под градиентом давления (пластового давления при бурении скважин или осуществления в них гидроразрыва пласта) принято понимать величину зафиксированного на забое скважины максимального значения давления, приходящегося на 1 м глубины этой скважины. Забойные давления рассчитывались с учётом гидравлических потерь.

Степень влияния бурового раствора при бурении и воды при подземных ремонтах на дебит скважин подробно рассматривается на примере скважины № 222, которая характерна для данного промыслового района.

В процессе бурения скважины № 222 вскрыла выгодские отложения при $p_{пл}$ = 0,0106 МПа/м и превышающем его на 28,3 % давлении бурового раствора $p_б$. При этом в интервале 2773–2813 м пластом было поглощено 270 м^3 бурового раствора.

После бурения скважину в интервале 2711–2834 м оборудовали фильтром и освоили с дебитом 175 тонн/сут.

Однако вследствие самоочистки прифильтровой зоны от загрязнения дебит её в течение 3 месяцев (рис. 4.6) постепенно увеличился до 220 тонн/сут., т.е. на 25,7 %. После этого в скважине (см. рис. 4.6, точка 1) произвели гид-роразрыв пласта (ГРП), в результате которого дебит увеличился на 25 тонн/сут. (или на 14,3 % по сравнению с начальным) и достиг значения 245 тонн/сут.

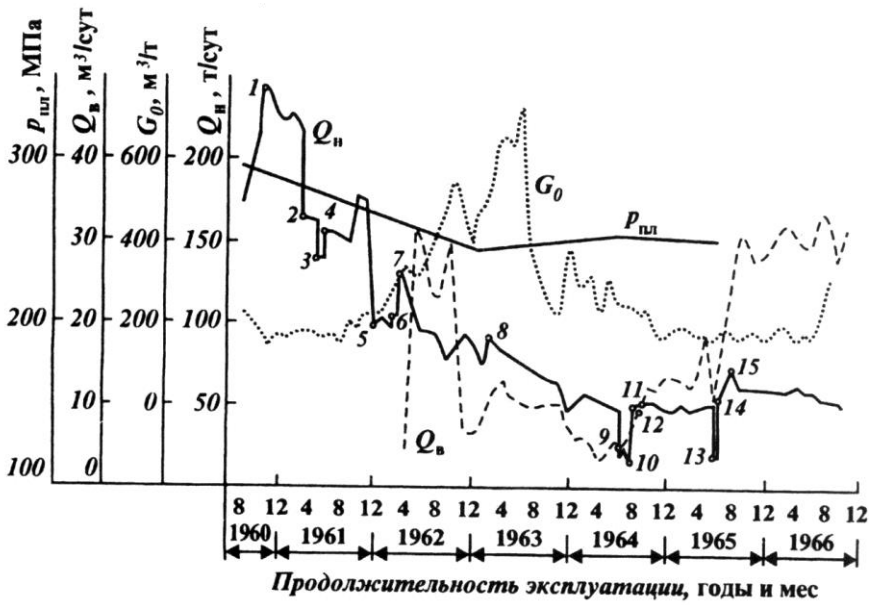


Рисунок 4.6 – Изменение среднесуточной производительности скважины № 222 во времени:

1 – ГРП с закачкой 2 тонн песка при давлении на устье 26 МПа;
2 – подземный ремонт в течение 4 сут. с применением пресной воды и глинистого раствора плотностью 1300 кг/м^3;
3 – подземный ремонт в течение 11 сут. с применением пресной воды (72 м^3) и бурового раствора плотностью 1,3 г/см^3;
4 – обработка скважины путём закачки в пласт 32 м^3 нефти при давлении на устье 18 МПа и расходе 0,3 м^3/мин.;
5, 10 – замена 12-мм штуцера на 8-мм;
6 – обработка скважины путём закачки в пласт 166 м^3 нефти при давлении на устье 18 МПа и расходе 0,36 м^3/мин.;
7 – замена 8-мм штуцера на 10-мм; 8 – замена 10-мм штуцера на 12-мм;
9 – подземный ремонт в течение 3 сут. с применением пресной воды;
11, 14 – обработка скважины путём применения метода переменных давлений;
12 – промывка забоя дегазированной нефтью;
13 – подземный ремонт в течение 7 сут. с применением пресной воды;
15 – замена 8-мм штуцера на 12-мм;
$Q_н$, $Q_в$ – дебит нефти и воды; G_0 – газовый фактор; $p_{пл}$ – пластовое давление

Таким образом, по скважине получено общее повышение дебита на 40 %, причём как минимум 25–30 % этого повышения связано с ликвидацией отрицательного влияния глинистого раствора.

Через 8 месяцев эксплуатации при $p_{пл}$ = 0,0102 МПа/м в скважине (точка 2) провели подземный ремонт с применением пресной воды. В результате этого ремонта дебит нефти снизился от 220 до 165 тонн/сут. и оказался на 10 тонн/сут., или на 5,7 %, ниже начального дебита. В течение 3 месяцев эксплуатации дебит не восстановился. Более того, после повторного подземного ремонта (точка 3) он уменьшился ещё на 25 тонн/сут. Таким образом, в результате двух подземных ремонтов дебит скважины уменьшился на 80 тонн/сут., или на 36,3 %. По имеющимся данным можно заключить, что при прочих равных условиях влияние на пласт глинистого раствора при бурении и воды при подземном ремонте скважины оказывается сравнимым.

Для восстановления дебита скважину (точки 4, 8) дважды обрабатывали дегазированной нефтью. Однако полного восстановления дебита не добились. Далее, на том же рисунке 4.6 показано, что последующих два ремонта (точки 9, 13) при градиенте пластового давления 0,0092 МПа/м способствовали ещё большему снижению дебита скважин. Так, если после третьего ремонта дебит снизился на 24 тонн/сут. (на 50 %), то после четвёртого – на 33 тонн/сут. (на 66 %). Благодаря обработке скважины методом переменных давлений в обоих случаях удалось добиться восстановления дебита.

Рассмотренные показатели производительности по скважине № 222 представлены на рисунке 4.7.

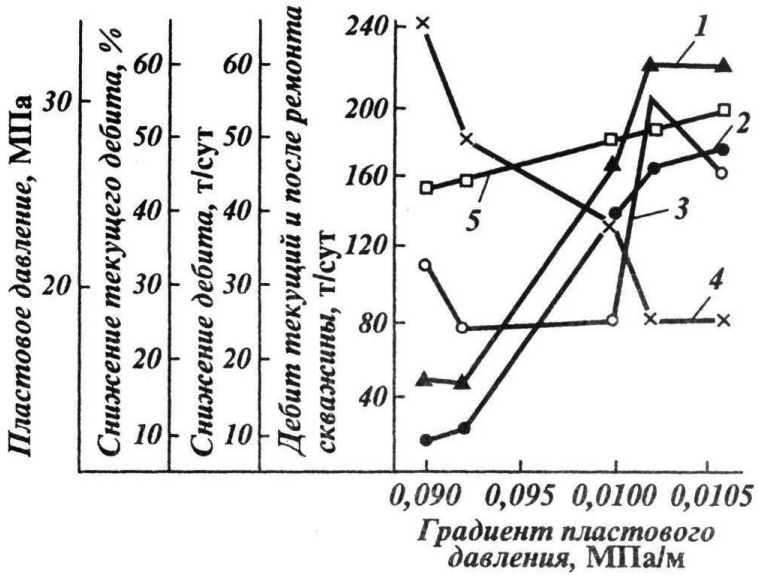


Рисунок 4.7 – Показатель влияния глинистого раствора и воды на производительность скважины № 222:
1 – текущий дебит, тонн/сут.; 2 – дебит после подземного ремонта, тонн/сут.;
3, 4 – снижение дебита после ремонта, тонн/сут. и % соответственно;
5 – текущее пластовое давление, МПа

По данным рисунков 4.6 и 4.7 можно заключить, что применение обычного глинистого раствора или пресной воды вызывает заметное снижение дебита нефти и может потребовать проведения дополнительных работ для его восстановления. Причём при более низких $p_{пл}$ отрицательное влияние буровых растворов на пласт оказывается большим и растёт по мере падения $p_{пл}$ и снижения нефтенасыщенности пород пласта.

Поглощение глинистого раствора при бурении вызывает более резкое снижение производительности скважин. Поэтому важно выявить причины таких поглощений и изыскать меры по их предупреждению.

Для решения этого вопроса изучали промысловые данные о $p_б$ и $p_{грп}$. При этом установлено, что $p_{грп}$ в нагнетательных скважинах менилитовых, выгодских и иманявских отложений практически совпадают между собой (расхождение не превышает 10 %) и что среднее значение $p_{грп}$ (табл. 4.4) всего на 12,4 % превышает значение $p'_б$ и на 21,1 % – значение $p_б$.

С теоретической точки зрения математические ожидания величины $p_{грп}$ и $p_б$ могут оказаться одинаковыми. Тогда превышение на 12,4 % объясняется точностью фиксации данных при обнаружении поглощения.

Упомянутое различие (так же как и практическое равенство значений $p_б$ и $p'_б$) удовлетворительно объясняется ещё и тем, что в последнем случае поглощение глинистого раствора происходило только в тех участках пласта, для раскрытия трещин в которых было достаточно меньшего давления, чем при осуществлении ГРП на соседних участках, когда на забое скважин давление специально увеличивают до момента многократного повышения приёмистости пласта. Очевидно, что при этом $p_{грп}$ должно быть заметно большим, чем $p_б$.

По данным таблицы 4.4, по скважинам выгодской залежи Северо-Долинского, менилитовые и выгодские залежи Струтинского месторождения $p_{грп}$ и $p_б$ различаются на 10,0–14,9 %, а по Северо-Долинскому месторождению среднее значение $p_б$ оказалось практически равным $p'_б$. Последнее связано с причинами, указанными выше, а также и с тем, что на Северо-Долинском месторождении в настоящее время не разрабатывается лежащая выше менилитовая залежь с более высоким $p_{пл}$, чем разбуриваемая залежь (из-за этого применяли глинистые растворы повышенной плотности).

Таким образом, исходя из незначительного расхождения величины $p_{грп}$, $p_б$ и $p'_б$ можно заключить, что основной причиной поглощения глинистого раствора при бурении скважин на рассматриваемых месторождениях может быть самопроизвольный гидроразрыв пласта ($C_{грп}$).

Таблица 4.4 – Сведения о распределении градиентов давления и соответствующих им вероятных количествах $C_{грп}$ при вскрытии продуктивных пластов бурением

Наименование операций	Условный индекс	Число операций, взятых для изучения	Градиент давления, МПа/м				Наибольшее вероятное количество $C_{грп}$ при проведении 100 операций (с вероятностью 0,999)**
			пределы изменения	среднее значение	среднее квадратичное отклонение	вероятность $C_{грп}$	
1	2	3	4	5	6	7	8
ГРП в нагнетательных скважинах Долинского месторождения (менилитовые, выгодские, иманявские отложения)*	0	25	0,0115–0,0210	0,0161	0,0500	100	
Вскрытие пласта при бурении скважин на выгодские отложения Северо-Долинского месторождения	1	37	0,0130–0,0171	0,0145	0,0005	0,272	54
Операции по вскрытию продуктивного пласта, в процессе которых зафиксировано поглощение глинистого раствора	2	22	0,0118–0,0159	0,0141	0,0011	0,231	46
Вскрытие пласта при бурении скважин на менилитовые отложения Долинского месторождения	3	24	0,0107–0,0167	0,0138	0,0014	0,216	43
Вскрытие пласта при бурении скважин на менилитовые и выгодские отложения Струтинского месторождения	4	10	0,0129–0,0147	0,0137	0,0010	0,183	36

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Вскрытие пласта при бурении скважин на выгодские, иманявские отложения Долинского месторождения	5	15	0,0122–0,0135	0,0127	0,0010	0,010	20
Вскрытие пласта бурением при условии уменьшения или практически полного исключения восможности $C_{грп}^{***}$	6	6	0,0107–0,0124	0,0120	0,0005	0,050	10
	7	3	0,0107–0,0122	0,0120	0,0002	0,048	9
	8	2	0,0107–0,0115	0,0111	0,0002	0,026	5

Примечание.
* Градиенты давления рассчитаны по индикаторным диаграммам приёмистости скважин, зафиксированным при проведении операций ГРП, и соответствуют моменту раскрытия трещин в пласте.
** Если приведённые под индексом 2 значения градиентов давления принять за градиенты ГРП и по отношению к их распределению произвести расчёты вероятных количеств $\underline{C}_{грп}$, последние по сравнению с указанными в этой колонке окажутся заметно большими, однако, с нашей точки зрения, для обоснования результатов таких перерасчётов ещё требуется накопление соответствующей информации.
*** Распределение градиентов давления под индексам 6, 7, 8 взято путём выборки из фактических данных (2, 3, 5).

Возможные количества $C_{грп}$ при вскрытии продуктивных пластов оценивали статистическими методами. Для этого по данным таблицы 4.4 были построены приведённые на рисунке 4.8 соответствующие распределения $p_{грп}$, $p_б$ и $p'_б$.

С помощью графиков (см. рис. 4.8) рассчитаны показанные в таблице 4.4 наибольшие вероятные количества $C_{грп}$, которые могли наблюдаться в процессе вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин. На рисунке 4.9 приведены графики, по которым количества возможных $C_{грп}$ могут быть определены с любой наперёд заданной вероятностью.

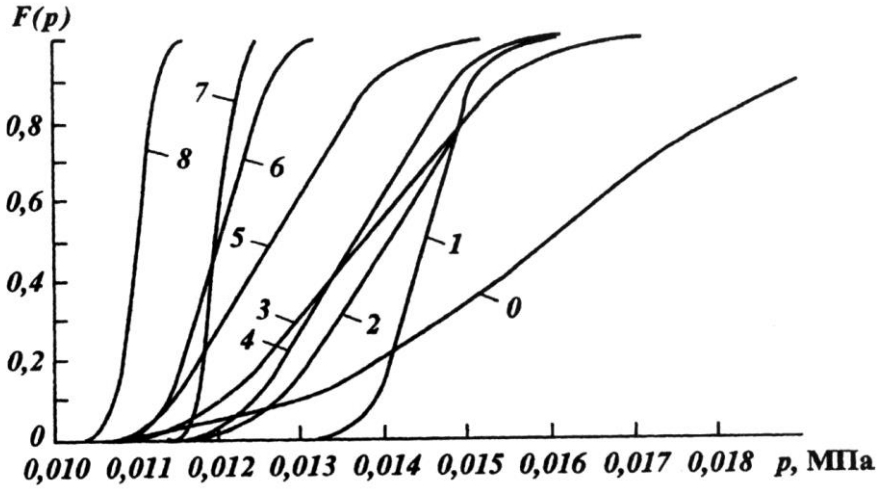


Рисунок 4.8 – Графики интегральной функции распределения градиентов давления, зафиксированных при гидроразрыве пласта и бурении скважин
(значение условных индексов 0–8 см. таблицу 4.4)

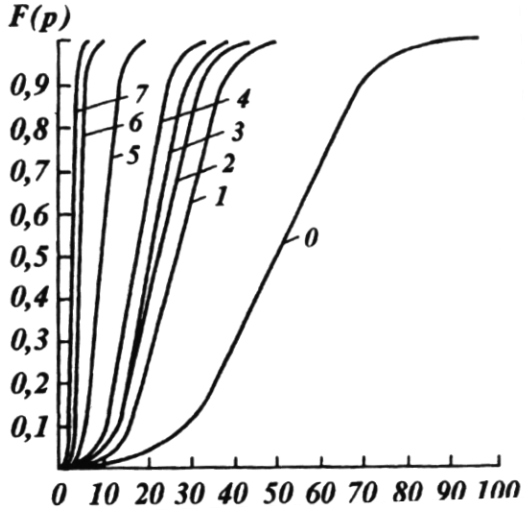


Рисунок 4.9 – Графики интегральной функции распределения вероятных количеств $C_{грп}$ в расчёте на 100 операций
(значение условных индексов 0–7 см. таблицу 4.4)

По данным таблицы 4.4 и рисунков 4.8, 4.9 можно заключить, что относительно наименьшее количество $C_{грп}$ могло иметь место при вскрытии пластов и иманявских залежей Долинского месторождения. Именно здесь скважины легко осваивались (особенно по иманявским отложениям), тогда как по менилитовым залежам Долинского и Струтинского месторождений, где вероятность $C_{грп}$ оказалась примерно в два раза большей, освоение скважин было продолжительным, а их начальные дебиты были заниженными против ожидаемых.

На Северо-Долинском месторождении продуктивный пласт при бурении вскрывался при относительно меньшем $p_{пл}$, и при этом зафиксировано большее вероятное количество $C_{грп}$, чем на Струтинском месторождении, где коллекторские свойства пород хуже. Однако на последнем начальные дебиты скважин оказались существенно заниженными против ожидаемых, в то время как на Северо-Долинском месторождении такого несоответствия фактических и ожидаемых дебитов скважин зафиксировано не было.

Поскольку коллекторские свойства пластов выгодской залежи Долинского и Северо-Долинского месторождений представляются наилучшими, а пластов менилитовой залежи Струтинского месторождения – наихудшими (остальные залежи занимают промежуточное положение), то на основании полученных результатов можно заключить, что величина ущерба, наносимая продуктивному пласту при поглощении бурового раствора в процессе бурения скважин, является прямым следствием $C_{грп}$ и возрастает с ухудшением коллекторских свойств пород.

С учётом современного уровня техники и технологии заканчивания и освоения скважин в условиях Долинского нефтепромыслового района одним из основных и наиболее доступных способов предупреждения $C_{грп}$ при бурении и цементировании скважин представляется применение облегчённых буровых и цементных растворов.

Для того чтобы оценить в среднем величины $p_б$, при которых может быть практически исключено явление $C_{грп}$ при бурении и цементировании скважин, по представленным в таблице 4.4 данным (индексы 6, 7, 8) построены показанные на рисунке 4.8 соответствующие графики распределения градиентов противодавления. С помощью этих графиков произведены расчёты вероятных количеств $C_{грп}$, и результаты расчётов приведены в той же таблице и на рисунке 4.9.

По этим данным можно заключить, что для предупреждения $C_{грп}$ в процессе вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин на нефтяных месторождениях НПУ «Долинанефть» не следует допускать увеличения среднего градиента противодавления на пласт выше 0,011–0,012 МПа/м.

Практика промысловых работ убедительно показывает, что это условие легко выполнимо, так как уже в настоящее время имеются отдельные случаи (табл. 4.3), когда продуктивные пласты в процессе бурения скважин вскрывают при $p_б$ = 0,0107 ÷ 0118 МПа/м, т.е. меньшими 0,012 МПа/м.

Для расчётов использованы значения $p_{грп}$, соответствующие моменту раскрытия трещин в пласте. Последнее способствовало некоторому повышению точности расчётов и увеличению надёжности полученных выводов.

На указанных месторождениях продуктивные пласты целесообразно вскрывать с применением обработанных химическими реагентами буровых растворов пониженной плотности, строго учитывая при этом величину пластового давления в залежах. По мере снижения последнего соответственно должна быть понижена плотность бурового раствора вплоть до применения пен и газообразных агентов.

Таким образом, установлено следующее:

1. Отрицательное влияние применяемых буровых растворов на продуктивность нефтяных скважин, осваиваемых из бурения и после ремонтов, растёт по мере снижения пластового давления и нефтенасыщенности пласта.

2. Значительное ухудшение продуктивности скважин вызывается поглощением пластом бурового раствора из-за самопроизвольного гидроразрыва пласта в процессе бурения; последний можно исключить путём уменьшения противодавления на пласт.

3. Для улучшения условий освоения скважин при заканчивании и ремонтах целесообразно применять обработанные ПАВ буровые растворы минимально допустимой плотности (на нефтяной основе и аэрированные).

Глава 5.
УСТЬЕВОЕ НАЗЕМНОЕ И ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

5.1 Оборудование устья скважины колонными головками

По окончании бурения скважины, спуска эксплуатационной колонны и её цементирования верхние части обсадных колонн (кондуктора, промежуточной и эксплуатационной) соединяют при помощи колонной головки.

Для испытания продуктивных горизонтов и обеспечения последующей их эксплуатации без осложнений обвязка колонн на устье должна обеспечивать:

1) герметизацию, контроль давления и возможность заполнения буровым раствором заколонного пространства;

2) жёсткое соединение верхней (устьевой) части эксплуатационной колонны с другими колоннами, спущенными ранее в скважину;

3) возможность фиксирования некоторых величин натяжения эксплуатационной колонны.

Колонные головки устанавливаются на всех скважинах независимо от способа их эксплуатации.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин выбор типа колонной головки зависит от пластового давления.

В промысловой практике применяют колонные головки двух типов: клиновую (рис. 5.1) ГКК и муфтовую ГКМ (рис. 5.2).

Наиболее распространена колонная головка клиновая.

Она предназначена для обвязки двух колонн – промежуточной и эксплуатационной или эксплуатационной и кондуктора (табл. 5.1).

Колонные головки испытывают на герметичность опрессовкой воды на рабочее давление согласно паспортным данным, а также на прочность корпуса на пробное давление согласно приведённым ниже данным.

Рабочее давление, МПа	7; 14; 21; 35; 70; 103
Пробное давление при условном диаметре проходного сечения фланца головки, который присоединяется к обсадной колонне:	
< 350 мм	$2 \cdot p_{раб}$
> 350 мм	$1{,}5 \cdot p_{раб}$

После установления колонной головки на устье газовой скважины её опрессовывают газоподобными агентами в следующем порядке:

1) через межколонное пространство устье скважины опрессовывают на давление, отвечающее допустимому внутреннему давлению промежуточной колонны, но не выше давления, которое может вызвать поглощение жидкости;

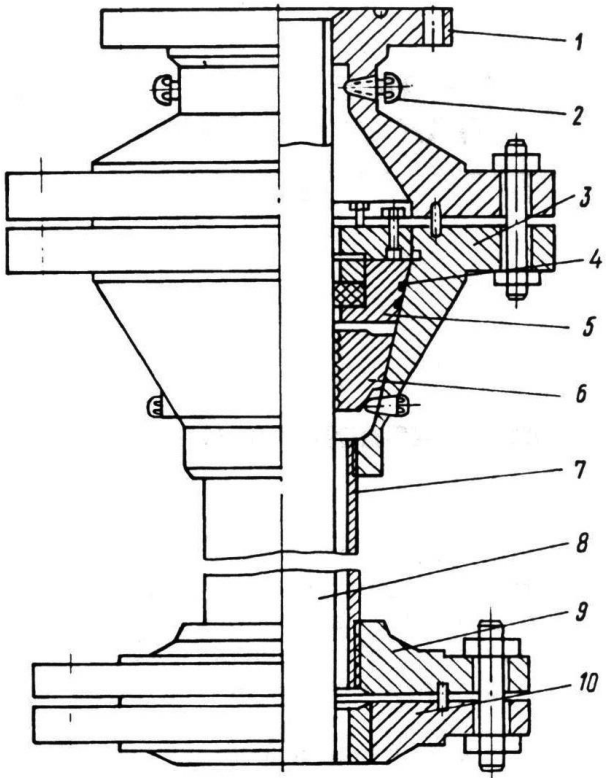


Рисунок 5.1 – Колонная головка клиновая типа ГКК:
1 – фланец; 2 – пробка; 3 – корпус головки; 4 – резиновые уплотнительные кольца;
5 – пакер; 6 – клинья; 7 – патрубок; 8 – эксплуатационная колонна;
9 – фланец для установки головки на устье; 10 – фланец промежуточной колонны

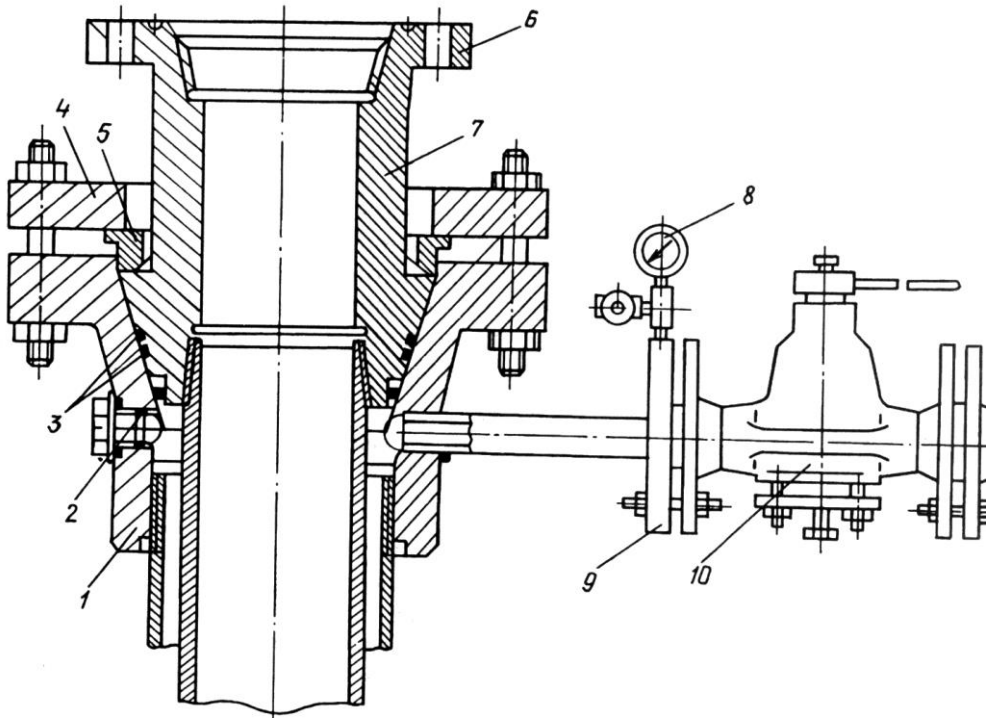


Рисунок 5.2 – Головка колонная муфтовая типа ГКМ:
1 – корпус головки; 2 – металлическая манжета; 3 – резиновые кольца; 4, 6 – фланцы;
5 – полукольцо; 7 – муфта для подвески эксплуатационной колонны; 8 – манометр;
9 – патрубок с фланцем; 10 – кран

Таблица 5.1 – Характеристика колонных головок с клиновой подвеской

Типоразмер	Максимальный диаметр расточки в головке под колонную подвеску, мм	Рабочее давление, мм	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливаются головки, мм	Высота корпуса колонной головки, мм (не более)	Диаметр, мм		
					проходного отверстия корпуса головки	максимальный внешний корпуса подвески	условный колонны труб, подвешиваемой на колонной головке
1	2	3	4	5	6	7	8
180×140-168	180	14	168	440	162	177	144; 127
230×70-194	230	7	194	500	177	237	144; 127
230×140-194	230	14	194	500	177		144; 127
230×70-219	230	7	219	510	203		144; 127
230×140-219	230	14	219	510	203		140; 146
230×210-219	230	21	219	520	203		
230×350-219	230	35	219	520	203		
280×140-245	280	14	245	550	227	227	144; 127
280×140-245	280	21	245	560			140; 146
280×350-245	280	35	245	570			168
280×140-273	280	14	273	550	252	227	144; 127
280×210-273	280	21	273	560			140; 146
280×350-273	280	35	273	570			168; 194
350×140-299	350	14	299	550	279	345	140; 146
350×210-299	350	21	299	560			168; 194
350×350-299	350	35	299	570			219
350×140-324	350	14	324	540	303	345	140; 146

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
350×210-324	350	21	324	550			168; 194
350×350-324	350	35	324	570			219; 245
425×140-377	425	14	377	540	356	420	168; 194
425×210-377	425	21	377	580			219; 245
425×350-377	425	35	377	600			273; 299
425×140-426	425	14	426	540	400	420	168; 194
425×210-426	425	21	426	580			219; 245
425×350-426	425	35	426	600			273; 299; 324
520×140-478	520	14	478	580	455	515	299; 324
520×210-478	520	21	478	580			351; 277; 407
520×140-500	520	14	500	580	500	515	299; 324; 351
520×210-500	520	21	500	580			377; 407; 426
520×140-530	520	14	530	590	500	515	299; 324; 351
520×210-530	520	21	530	590			377; 407; 425

2) устанавливают на колонну трубную головку фонтанной арматуры, снижают уровень жидкости в колонне и вторично опрессовывают газом (воздухом) колонную головку на максимальное рабочее давление обсадной колонны, на которой установлена колонная головка, и дают выдержку давления не менее 5 мин.

При опрессовках колонной головки не должно быть потерь газа.

5.2 Испытание обсадных колонн на герметичность

После цементирования, в том числе после ремонтного, а также после установления цементных мостов для изоляции уже испытанных объектов каждая колонна должна подвергаться испытанию для проверки качества цементирования, определения её прочности и герметичности.

Испытание предполагает проверку:

- расположения цемента за обсадной колонной и контакта цементного камня с обсадными трубами и породой;
- герметичности цементного кольца промежуточной обсадной колонны или кондуктора, на которых установлено противосбросовое оборудование;
- прочности и герметичности всех обсадных колонн давлением.

Кондукторы и промежуточные колонны испытывают на герметичность согласно действующей инструкции и оформляют это актом.

Испытание на герметичность эксплуатационных колонн очень важно, поскольку оно определяет надёжность последующего вызова притока и эксплуатации скважины. Оно проводится в следующих скважинах:

1) со сплошными колоннами с фильтром (с манжетным цементированием) или с открытым участком ствола скважины ниже башмака – после проверки расположения цементного стакана, а при необходимости – после его подбуривания до установленного минимума его высоты;

2) с колоннами, зацементированными ступенчато или секциями: первое испытание после окончания времени ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) последней секции или ступени, а позже после разбуривания цементного стакана каждой секции; последнее испытание проводят после разбуривания нижнего цементного стакана до установленного минимума его высоты.

Эксплуатационные колонны испытывают на герметичность:

1) после спуска и цементирования – созданием давления с предварительной заменой глинистого раствора на воду, если вода не была жидкостью продавки; в скважинах, где при испытании и в начале эксплуатации ожидается отсутствие избыточного давления, эксплуатационную колонну дополнительно испытывают снижением уровня воды;

2) после установки цементных мостов для испытания залегающих выше горизонтов – созданием давления с предварительной заменой глинистого раствора водой и тем способом, которым был вызван приток при испытании предыдущего изолированного пласта (снижением уровня при помощи компрессора, аэрацией жидкости и т.д.);

3) после ремонтных цементирований под давлением – созданием давления и снижением уровня жидкости.

При испытании колонны на герметичность внутреннее давление на трубы колонны $p_{on\,z}$ следует создавать из расчёта превышения не менее чем на 10 % максимально возможного в них внутреннего рабочего давления ($p_{в\,z}$), которое может возникнуть при бурении, испытании, эксплуатации и ремонте скважин. Максимальные значения внутренних рабочих давлений $p_{в\,z}$ для секций колонн, сложенных из однотипных труб, определяются для глубин, отвечающих фактической верхней границе этих секций в скважине (Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, Куйбышев, 1976 г.).

Верхнюю секцию колонны при испытании на герметичность необходимо проверить при внутреннем давлении на устье колонны $p_{on\,y}$ = = 1,1$\cdot p_{в\,z}$, но не ниже указанных значений ($p_{on\,y}$), т.е. $p_{on\,y} \geq p_{onu}$ (здесь p_{onu} – избыточное внутреннее давление на устье при испытании верхней секции на герметичность).

Внешний диаметр колонны, мм	377–420	273–351	219–245	170–194	141–146	168	114–127
Минимально необходимое давление, МПа (не менее):							
p_{onu}	5	6	7	7,5	10	9	12
$p_{on\,y}$	6	7	8	8,5	11	10	13

Избыточные внутренние давления, воздействующие на трубы секций колонны при её испытании на герметичность, определяются из выражения

$$p_{вн\,z} = p_{on\,z} - p_{внеш\,z}$$

принимаются как расчётные для проверки прочности колонны (с запасом не менее n = 1,15 для труб производства заводов стран СНГ диаметром до 219 мм включительно и n = 1,52 для труб диаметром свыше 219 мм) на внутреннее давление.

Здесь $p_{вн\,z}$ – внутреннее избыточное давление при испытании обсадных колонн на герметичность, МПа; $p_{внеш\,z}$ – внешнее давление на колонну на глубинё Z, МПа (определяется по пластовому давлению или по давлению столба жидкости в затрубном пространстве в конце зоны цементирования с учётом разгрузки цементного кольца при внутреннем давлении $p_{on\ z}$).

Минимально необходимое давление на устье обсадной колонны при испытании на герметичность любой её секции с верхней границей на глубине Z определяется из выражения

$$p_{оп\,у} = p_{оп\,z} - \rho_{ж} \cdot g \cdot Z,$$

где $p_{оп\,z} = 1{,}1 \cdot p_{в\,z}$; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; Z – расстояние до устья скважины от разреза рассматриваемой колонны, м.

Обсадные трубы эксплуатационных и промежуточных колонн до спуска их в скважину должны подвергаться гидроиспытаниям (на трубной базе или непосредственно на скважине) с выдержкой под давлением не менее 30 с при внутреннем давлении $p_{оп\,z}$, превышающем не менее чем на 5 % внутреннее избыточное давление $p_{вн\,z}$, которое воздействует на трубы колонны при её испытании на герметичность в скважине, т.е. $p_{оп\,z} = 1{,}05 \cdot p_{вн\,z}$. В любом случае давление гидроиспытания на поверхности не должно быть меньше указанных выше величин.

Считается, что колонна выдержала испытание на герметичность опрессовкой, если после замены раствора на воду отсутствует переток жидкости или выделение газа из колонны, а также если не отмечено снижение давления на протяжении 30 мин. или если давление уменьшается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания выше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7 МПа.

Наблюдение за изменением давления начинается через 5 мин. после создания необходимого давления.

При испытании на герметичность методом снижения уровня последний должен быть снижен до значений, указанных ниже, или до уровня на 40–50 м ниже того, при котором предвидится вызов притока с испытываемого или эксплуатируемого объекта.

Глубина нахождения искусственного забоя, м	500	500–1000	1000–1500	1500–2000	2000
Снижение уровня, м	400	500	650	800	1000

Во всех случаях снижение уровня не должно превышать значения, при котором имеющееся гидростатическое давление жидкости в колонне может вызвать избыточное давление на неё выше, чем предельно допустимое на смятие.

В скважинах, заполненных перед цементированием буровым раствором плотностью 1400 кг/м^3 и выше, вместо испытания герметичности колонны снижением уровня заменяют глинистый раствор на воду и на протяжении 1 часа после стабилизации температуры констатируют отсутствие перетока жидкости или выделения газа (если замена раствора на воду не вызывает опасности смятия колонны).

При испытании методом снижения уровня колонна считается герметичной в том случае, если повышение уровня, сниженного до указанной величины, за 8 часов наблюдения не превысит значений, указанных ниже.

Снижение уровня на глубину, м	< 400	400–600	600–800	800–1000	> 1000
Поднятие уровня, м, не более, за 8 часов при внешнем диаметре колонны, мм:					
114–219	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0
> 219	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5

Уровень измеряют аппаратом Яковлева или другими приборами через 3 часа после его снижения, чтобы исключить влияние стекания жидкости со стенок колонны на результаты измерений.

Если уровень жидкости в колонне на протяжении 8 часов поднимется более указанного, то повторяют измерение, и если оно подтверждается, то колонна признается негерметичной и для неё планируются работы по установлению причины и разрабатываются меры по ликвидации негерметичности.

5.3 Оборудование устья скважины фонтанной арматурой

До начала испытания скважины на её устье, кроме колонной головки, должна быть установлена стальная фонтанная арматура. Она включает в себя фланцы, стальные тройники, крестовины, катушки и запорные приспособления (задвижки, краны). Фонтанная арматура состоит из двух частей (рис. 5.3): трубной головки и фонтанной елки.

Трубная головка своим нижним фланцем присоединяется к верхнему фланцу колонной головки. Она предназначена для подвески насосно-компрессорных труб и герметизации пространства между ними и эксплуатационной колонной, а также для подачи через боковое ответвление крестовины воды, нефти или газа в кольцевое пространство между трубами при вызове притока и глушении скважины.

Фонтанную ёлку (верхнюю часть фонтанной арматуры) устанавливают на трубную головку. Фонтанная ёлка предназначена для контроля и регулирования работы скважины, направления движения пластового флюида в линию выброса, подачу в скважину жидкости или газа при вызове притока и заглушения скважины.

До установки на устье скважины фонтанная арматура подвергается гидравлическому испытанию на пробное давление, которое в 2 раза больше паспортного рабочего давления. При этом все задвижки кроме верхней должны быть открыты.

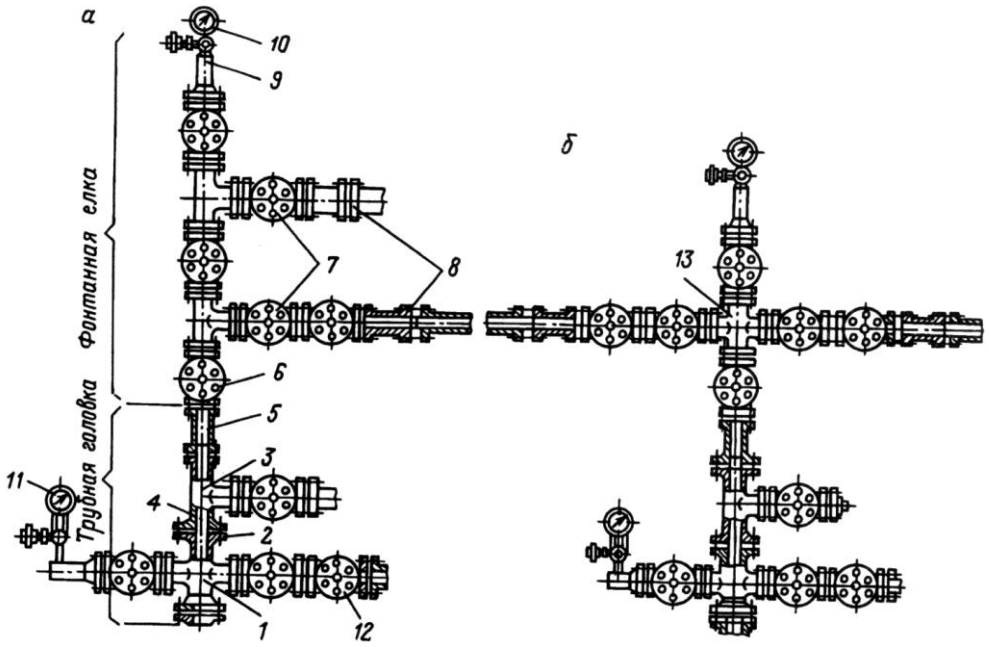


Рисунок 5.3 – Фонтанная арматура:
а, *б* – фонтанная ёлка соответственно тройникового и крестового типа;
1, 13 – крестовина; 2 – фланцевые соединения; 3 – тройник; 4 – ствол; 5 – патрубок;
6, 7, 12 – задвижки; 8 – штуцер; 9 – лубрикатор; 10, 11 – манометры

После установки арматуры её верхнюю часть (ёлку) испытывают на давление, равное пробному, принятому для данной арматуры, при закрытых нижней стволовой и боковой задвижек (кранах). Ёлку опрессовывают через отверстие для манометра на буфере с выдержкой под давлением на протяжении 15 мин.

Трубную головку фонтанной арматуры, установленную на устье скважины, опрессовывают давлением, допускаемым для опрессовывания эксплуатационной колонны.

После монтажа фонтанной арматуры на устье скважины до начала работы следует проверить плавность работы затвора всех задвижек; наличие смазки (провести контрольное набивание смазкой узлов уплотнения затвора и корпуса задвижки); соответствие стрелки на корпусах задвижек направлению потока пластового флюида из скважины; правильность размещения указателя открытие-закрытие затвора задвижки; затяжку всех фланцевых соединений. При необходимости следует подтянуть шипы.

Для надёжной работы каждой задвижки после полного её закрытия необходимо на 1/4 оборота повернуть маховик в направлении открытия.

Фонтанную арматуру различают по конструктивным и прочностным параметрам:

1) рабочему или пробному давлению (70–105 МПа);
2) размерам проходного сечения ствола ёлки (50–150 мм);
3) конструкции фонтанной ёлки (крестового и тройникового типов);
4) числу рядов труб, спускаемых в скважину (одно- или двухрядные);
5) виду запорных приспособлений (задвижки или краны);
6) устойчивости в среде двуокиси углерода (коррозионно-устойчивое и обычное исполнение).

Таблица 5.2

Диаметр ствола ёлки, мм		Условный диаметр проходного сечения боковых отверстий фонтанной елки	Рабочее давление, МПа					
условный проходного отверстия	номи-нальный							
50	52	50	–	–	–	35	70	165
65	65	50; 65*	7	14	21	35	70	–
80	80	50; 65*	–	–	21	35	70	–
100	104	65; 80*	–	–	21	35	–	–
150	152	100	–	–	21	–	–	–
Примечание.* Изготовление по заказу потребителя								

В соответствии с ГОСТ 13846-74 фонтанные арматуры выпускают тройникового типа на рабочие давления 7, 14, 21 и 35 МПа и крестового типа на рабочие давления 14, 21, 35, 70 и 105 МПа.

Фонтанная арматура с диаметрами ствола 100–150 мм предусмотрена для высокодебитных нефтяных и газовых скважин.

Типовые схемы оборудования устья скважин фонтанной арматурой представлены на рисунке 5.4, параметры оборудования – в таблице 5.3.

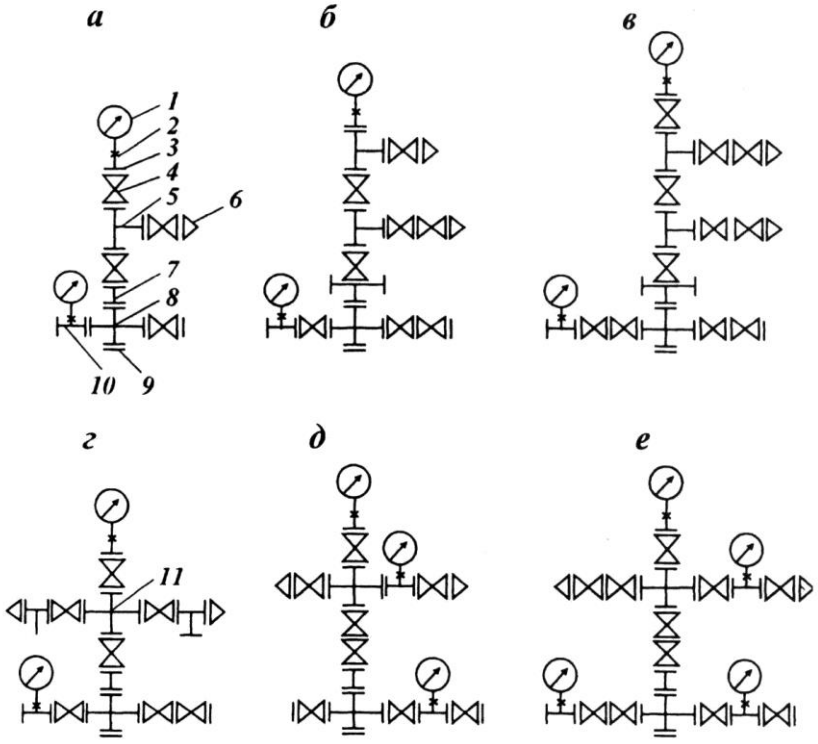


Рисунок 5.4 – Типовые схемы оборудования устья скважины:
а – схема 1; *б* – схема 2*а*; *в* – схема 3*а*; *г* – схема 4*а*; *д* – схема 5*а*; *е* – схема 6*а*;
1 – манометр; 2 – трёхходовой кран; 3 – верхний буфер;
4 – запорное приспособление; 5 – тройник; 6 – штуцер; 7 – планшайба;
8 – крестовина трубной головки; 9 – верхний фланец колонной головки;
10 – нижний буфер; 11 – крестовина фонтанной ёлки

Таблица 5.3

Схема (см. рис. 5.4)	Рабочее давление, мм	Фонтанная ёлка		Трубная головка	Число		
		условный диаметр проходного отверстия, мм	конструкция		задвижек	тройников	крестовин
1	7; 14; 21	50; 65; 100	тройниковая	однорядная	4	1	1
2*а*	14; 21	50; 65; 100	тройниковая	однорядная	8	2	1
2*б*	14; 21	50; 65; 100	тройниковая	двухрядная	9	3	1
3*а*	14; 21; 35	50; 65; 100	тройниковая	однорядная	11	2	1
3*б*	14; 21; 35	50; 65; 100	тройниковая	двухрядная		13	31
4*а*	14; 21; 35	50; 65; 100	крестовая	однорядная	7	2	2
4*б*	14; 21; 35	50; 65; 100	крестовая	двухрядная	8	3	2
5*а*	70; 105	50	крестовая	однорядная	8	–	2
5*б*	70; 105	50	крестовая	двухрядная	9	1	2
6*а*	70; 105	50; 65	крестовая	однорядная	11	–	2
6*б*	70; 105	50	крестовая	двухрядная	12	1	2

Во всех схемах для подвешивания двух рядов насосно-компрессорных труб допускается выполнение трубной головки с включением узла, состоящего из тройника и запорного приспособления, который устанавливается между переходником трубной головки (планшайбой) и крестовиной трубной головки.

Рабочее давление фонтанной арматуры должно соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины.

Схему и число исходных линий фонтанной арматуры выбирают в зависимости от характеристики скважины. Наиболее часто для нефтяных фонтанных и газовых скважин применяют арматуру с двумя выкидными линиями тройникового типа. Фонтанную арматуру с одной выкидной линией обычно используют для компрессорных или фонтанных скважин с небольшим устьевым давлением, а также не содержащих в своей продукции песка.

При ожидаемых очень высоких давлениях и содержании в продукции большого количества песка фонтанную ёлку оборудуют на месте под три выкидные линии.

Кроме основной центральной задвижки над крестовиной устанавливается вторая центральная или предохранительная задвижка, которая при работе всегда открыта и закрывается только в аварийных случаях. Для аварийных случаев предусмотрена установка второй задвижки между выкидами (струнами) и других задвижек – на крестовине, тройнике и струнах.

Во время работы фонтанной скважины следует полностью открывать и закрывать любую задвижку или кран фонтанной арматуры.

Верхняя выкидная линия елки всегда используется как рабочая, ниж-

нюю выкидную линию приводят в действие только при замене рабочего штуцера или скошенных деталей оборудования, размещенного выше запасного выкида.

В арматуре на фланцах боковых стволов и катушке трубной головки предусмотрены отверстия для подачи ингибиторов в затрубное пространство и ствол елки, а на катушках боковых отводов – отверстия под карман для измерения температуры среды и вентили под манометры для измерения давления.

Для регулирования режима работы скважины предусмотрен штуцер. Контроль проводится по показаниям манометров на буфере и после дросселя.

5.4 Обвязка наземного оборудования при испытании и исследовании скважин

После установки на устье скважины фонтанной арматуры её обвязывают системой трубопроводов (манифольдом), являющейся не менее важной частью оборудования фонтанно-компрессорных скважин, чем фонтанная арматура. Обвязка скважины должна иметь хорошую маневренность и позволять быстро и безопасно проводить все операции по испытанию, исследованию, эксплуатации и обслуживанию скважин:

1) переключать поток жидкости из рабочей (верхней) в запасную (нижнюю) струну при проверке и замене штуцера, проверке и ремонте струн, штуцерных камер и задвижек, а также при других ремонтных работах;

2) при бурных газовых проявлениях быстро присоединять необходимое число мощных агрегатов и заглушать скважину;

3) ремонтировать и очищать исходные линии, сепараторы без остановки скважин;

4) закрывать скважины под давлением при полном выходе из строя арматуры;

5) переключать поток жидкости во временные амбары;

6) принимать продукцию, движущуюся как по насосно-компрессорным трубам, так и по затрубному пространству.

В схему обвязки скважин входит следующее оборудование:

1) две выкидные линии (рабочая и запасная) диаметром 73 мм, служащие для установления штуцеров, манометров, термометров и т.д.;

2) продавочная линия диаметром 73 мм и длиной не менее 25 м, присоединяемая к задвижке на крестовине трубной головки фонтанной арматуры и служащая для задавливания скважины (при необходимости) водой или глинистым раствором;

3) выкидная линия диаметром 73 мм, присоединяемая к крану высокого давления на межколонном пространстве (между эксплуатационной и промежуточной колоннами).

От манифольда прокладывают два выкида: один идёт через сепара-

тор на факел, другой – непосредственно в факел.

Для лучшей очистки газа иногда применяется двухступенчатая сепарация, при которой газ пропускается через два включённых последовательно или параллельно сепаратора.

При испытании в процессе освоения нефтяных скважин от сепаратора (трапа) должен быть проложен нефтепровод для сбора или сжигания нефти. Выкидные струны, все трубопроводы, сепаратор с обвязкой после монтажа должны быть испытаны гидравлическим давлением, равным полуторакратному рабочему давлению.

При исследовании газовых скважин перед входом в сепаратор устанавливают регулирующий штуцер, а для создания необходимого противодавления в сепараторе на факельной линии, идущей от сепаратора, – быстросменный штуцер. Место его монтажа выбирают на доступном расстоянии от факела.

Устанавливать штуцер близко от сепаратора не рекомендуется, чтобы не забить выкид гидратами. Аналогично выбирается место для штуцера на выкиде, идущем прямо на факел.

Таблица 5.4

Сепаратор	Тип	Шифр аппарата	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, $м^3$/сут.	Коэффициент сепарации η	Способ монтажа
Центробежный регулирующий	I, II	ЦРС	6; 4; 10; 16	500	0,83	горизонтальный
Жалюзионный		ГЖ	6; 4; 10	1000	0,93	вертикальный
Сетчатый	I, II; III	ГС	0,6; 1,0; 1,6; 2,5 4,0; 6,4 8,0	500	0,98	вертикальный и горизонтальный

При исследовании нефтяных скважин регулирующий штуцер ставят перед входом в сепаратор. При работе скважины штуцер может быть установлен, минуя сепаратор, на фонтанной арматуре в штуцерной камере.

Давление контролируется манометрами на колонной головке (межколонное пространство), буфере крестовины фонтанной арматуры (затрубное пространство), буфере фонтанной ёлки (трубное пространство), обоих выкидах, сепараторе (трапе).

Для контроля температуры газа термометрические карманы должны быть расположены в следующих местах:

1) на буфере крестовины фонтанной арматуры – для измерения температур газа в затрубном пространстве;

2) на обоих выкидах и на газовой линии за сепаратором – для измерения температуры струи газа.

Для получения надёжных результатов при измерении давления и пе-

репада давления применяют манометры повышенной точности (образцовые пружинные, поршневые, жидкостные), защищая их от механических повреждений, вибраций, засорения, коррозии.

На трубопроводах и обвязке сепаратора (трапа) должны устанавливаться стальная задвижка и вентили на соответствующее давление. Выкидные линии, крестовины, тройники должны быть заводского изготовления. Вся обвязка выполняется из насосно-компрессорных труб с надёжным креплением, чтобы предотвратить их разрыв и связанный с этим травматизм.

В таблице 5.4 приведены основные параметры газовых сепараторов, выпускаемых по ОСТ 26-02-645-72.

На газовых (газоконденсатных) скважинах с пластовым давлением 10 МПа и выше устанавливается сепаратор на давление не ниже 6,4 МПа с тем, чтобы обеспечить максимальную конденсацию тяжёлых углеводородов.

Нефтяные сепараторы бывают разных конструкций (горизонтальные, вертикальные, цилиндрические, сферические, гравитационные, центробежные, инерционные и т.д.), но все они имеют следующие основные секции:

сепарационную (для отделения нефти от газа);

осадочную (для дополнительного выделения газа, не успевшего отделиться от нефти в сепарационной секции);

сбора нефти (для сбора нефти и её вывода, из сепаратора);

каплеулавливающую (для улавливания мельчайших капель жидкости, выносимой потоком газа за пределы сепаратора).

На нефтяных скважинах сепаратор устанавливается на давление не менее 2,5 МПа.

5.5 Эксплуатационные пакеры

Пакеры предназначены для разобщения пластов и изоляции эксплуатационной колонны от воздействия среды в процессе освоения и эксплуатации скважин. Пакеры применяются при освоении скважин и интенсификации притоков с использованием струйных аппаратов, гидродинамических испытателей, при гидроразрыве, кислотном и термохимическом воздействиях на пласт.

Пакеры спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах. Они должны иметь внутреннее проходное сечение, позволяющее беспрепятственно спускать в зону пласта необходимый измерительный инструмент, используемый при освоении скважины.

Пакер должен выдерживать необходимый перепад давлений, воздействующих на него сверху вниз или в двух направлениях (шифр ПН, ПВ, ПД).

Чтобы воспринимать усилие от перепада давлений, воздействующего на пакер в одном или в двух направлениях, пакер должен иметь соответствующий якорь, наличие которого в шифре пакера обозначается буквой Я. Пакеры подразделяют на механические М, гидравлические Г и гидромеханические ГМ. Якорь – это приспособление, предназначенное для заякорения ко-

лонны НКТ за стенку эксплуатационной колонны с целью предупреждения перемещения скважинного оборудования под воздействием нагрузки.

Условные обозначения пакеров включают в себя: буквенную часть, определяющую тип пакера (ПВ, ПН, ПД), способы посадки и освобождения пакера (Г, М, ГМ) и наличие якорного приспособления (Я). Первое число после букв – внешний диаметр пакера в мм, второе – максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером. К примеру, ПН-ЯМ-150-500, ПН-ЯГ-136-500, ПД-ЯГ-136-210.

Пакер типа ПН-ЯМ предназначен для разобщения пространств в эксплуатационной колонне нефтяных и газовых скважин и защите её от давлений, создаваемых в зоне пласта. Пакер состоит из уплотняющего приспособления, плашечного механизма и фиксатора байонетного типа (рис. 5.5). На стволе пакера свободно посажены конус и уплотняющие манжеты. Плашки входят в пазы плашкодержателя и в пакерах с внешним диаметром 118 и 136 мм (рис. 5.5, *б*) прижимаются к конусу за счёт усилия пружин плашкодержателя. В остальных пакерах (рис. 5.5, *а*) плашкодержатель соединяется со стволом и цилиндром захвата. Корпус фонаря соединён с замком, имеющим фигурный паз, в котором может перемещаться палец, связанный со стволом. Посадка пакера совершается путём приподнимания труб на величину, необходимую для создания на пакер расчётной нагрузки, поворота его на 1,5–2,0 оборота вправо и затем спуска труб вниз. Благодаря трению башмаков о стенку эксплуатационной колонны обеспечивается неподвижность корпуса фонаря и плашек. Палец при повороте скользит по фигурному пазу и опускается вниз вместе со стволом.

В пакере (см. рис. 5.5, *б*) при движении ствола конус раздвигает плашки, и последние заякоряются на стенке эксплуатационной колонны. В пакере (см. рис. 5.5, *а*) ствол вместе с головкой, упором, манжетами, конусом, плашками и плашкодержателем, опускаясь, упирается в цилиндр. При этом ствол раздвигает плашки в радиальном направлении и заякоряет их. Сжатие манжет и герметизация пакером разобщаемых пространств происходят при дальнейшем опускании ствола пакера за счёт веса колонны НКТ.

Пакер поднимается из скважины при подъеме труб. При этом освобождаются манжеты, а ствол своим буртом высвобождает конус из-под плашек, которые также освобождаются и одновременно приводят корпус плашек в исходное положение. При поднятии труб и повороте их влево на 1,5–2,0 оборота палец на стволе автоматически входит в фигурный паз замка, благодаря чему пакер может быть посажен вторично без его подъёма из скважины.

Пакер ПН-ЯГМ (рис. 5.6) состоит из уплотняющего, заякоряющего, клапанного приспособлений и гидропривода. Для посадки пакера в НКТ сбрасывается шар и создаётся давление.

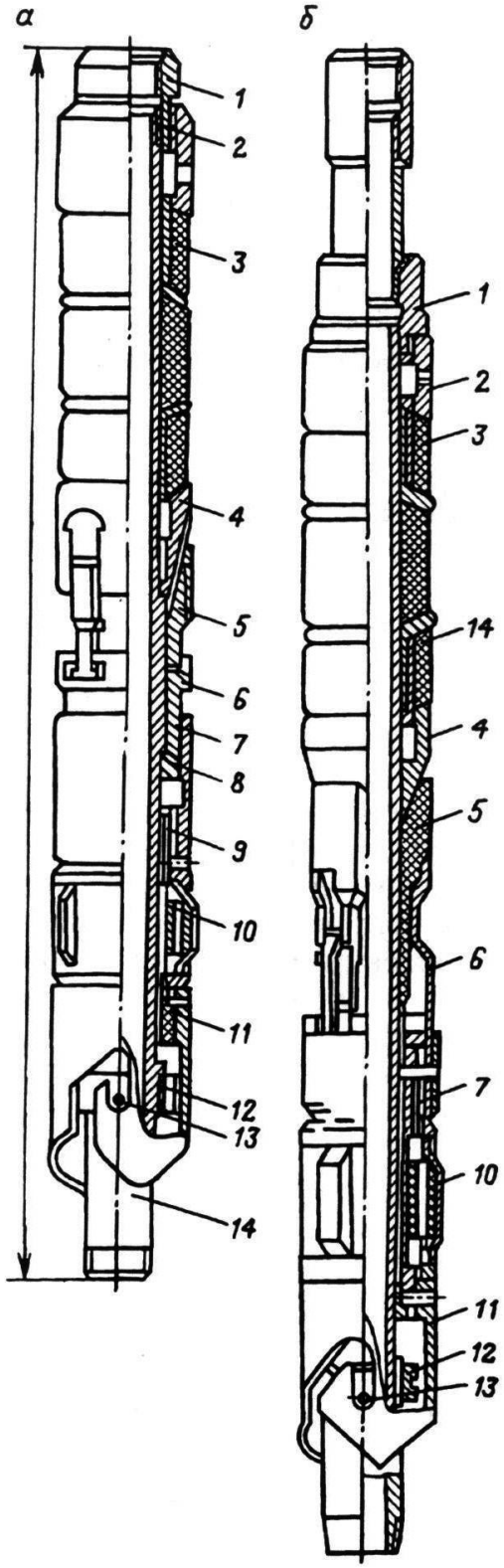


Рисунок 5.5 – Пакер ПН-ЯМ с внешним диаметром 150, 160, 185, 210, 236, 265 мм (*а*) и 118, 136 мм (*б*):
1 – головка; 2 – упор; 3 – манжеты; 4 – конус; 5 – плашка; 6 – плашкодержатель; 7 – цилиндр; 8 – захват; 9 – корпус фонаря; 10 – башмак; 11 – замок; 12 – гайка; 13 – палец; 14 – ствол

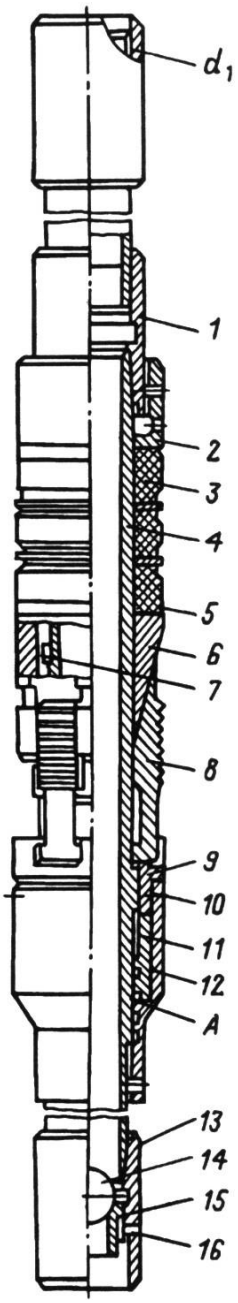


Рисунок 5.6 – Пакер ПН-ЯГМ:
1 – муфта; 2 – упор; 3 – манжета; 4 – ствол; 5 – обойма; 6 – корпус;
7 – шпонка; 8 – плашка; 9 – плашкодержатель; 10 – винт; 11 – кожух; 12 – поршень;
13 – корпус клапана; 14 – шарик; 15 – седло; 16 – срезной винт

При давлении 10 МПа поршень толкает плашкодержатель, срезает винты, плашки надвигаются на конус и, упираясь в стенку эксплуатационной колонны, создают упор для сжатия уплотняющих манжет. Под воздействием веса труб плашки сцепляются со стенкой эксплуатационной колонны, обеспечивая заякорение и герметичность разобщения. Проходное отверстие пакера открывается при увеличении давления до 21 МПа. При этом срезаются винты, и седло с шаром выпадают. При снятии осевой нагрузки освобождаются манжеты, и ствол, двигаясь вверх, увлекает за собой конус, освобождающий плашки.

Пакеры 1ПД-ЯГ и 2ПД-ЯГ (рис. 5.7) предназначены для разобщения пространств эксплуатационной колонны труб и защиты её от воздействий в зоне пласта. Посадка пакера осуществляется путём подачи давления в колонну НКТ, причём поперечный проход пакера перекрывается шариком, вбрасываемым на седло (рис. 5.7, *а*, *б*). Под воздействием давления в трубах плашки верхнего якоря выдвигаются наружу, заякориваясь на стенке эксплуатационной колонны.

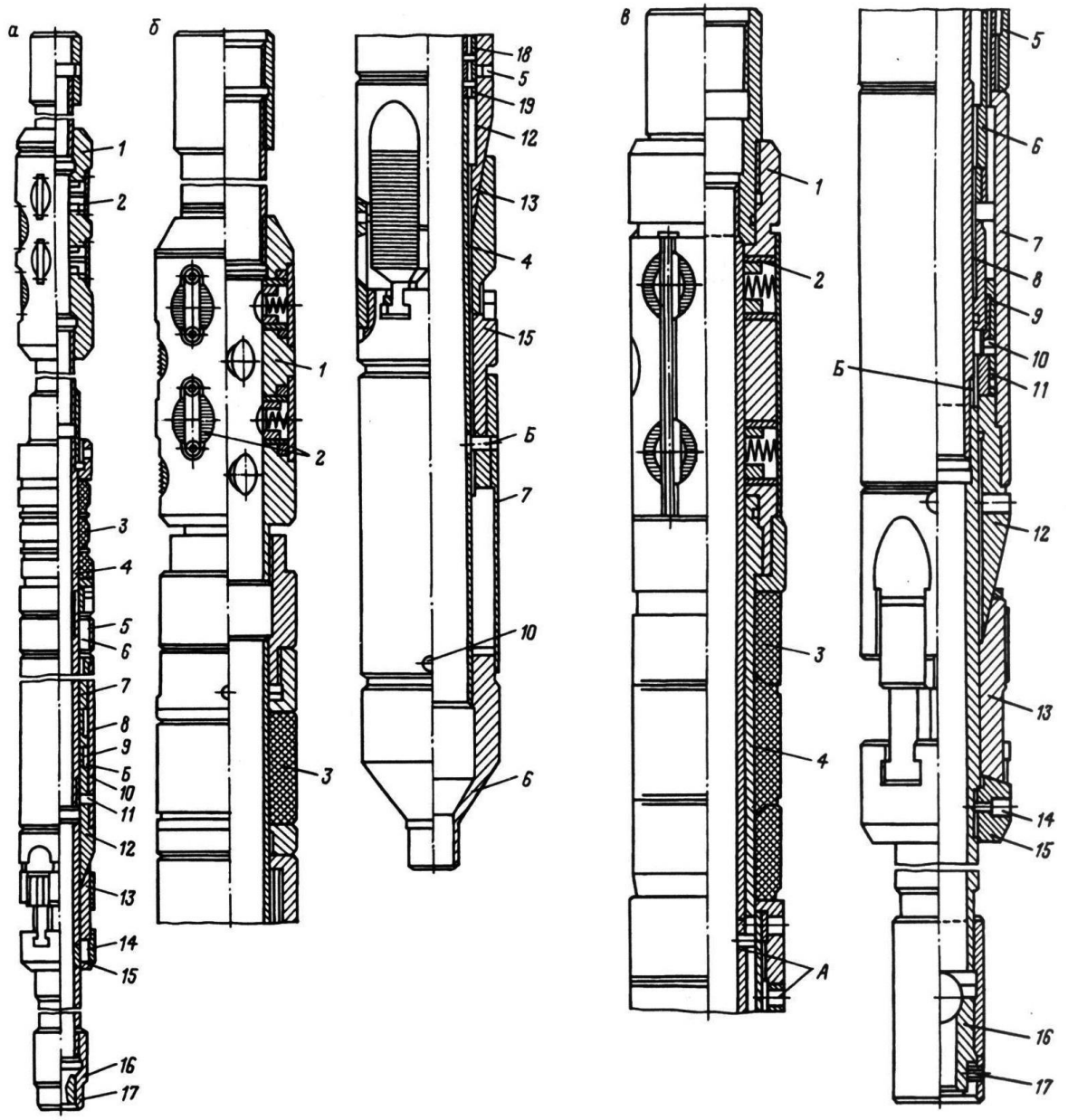


Рисунок 5.7 – Пакер ПД-ЯГ:
а, б – 1ПД-ЯГ с внешним диаметром 136, 140, 145 мм;
в – 2ПД-ЯГ с внешним диаметром 185, 210 мм;
1 – корпус якоря; 2 – круглая плашка; 3 – манжета; 4 – ствол;
5 – шлипс; 6 – проталкиватель; 7 – цилиндр; 8 – поршень; 9 – захват;
10, 14, 17 и 19 – срезные винты; 11 – золотник; 12 – корпус; 13 – плашка;
15 – плашкодержатель; 16 – седло; 18 – втулка фиксатора

В пакере 1ПД-ЯГ (рис. 5.7, *а*) жидкость сквозь отверстие Б поступает

в золотник, сдвигает его вниз, срезая винты и позволяя захвату выйти из сцепления с поршнем. Поршень через проталкиватель сжимает манжеты, создавая уплотнение со стенкой эксплуатационной колонны. Одновременно золотник вдвигает конус в плашки, заставляя их внедряться в эксплуатационную колонну и заякоряться в ней. Вместе с конусом двигаются вниз цилиндр и шлипсы с насечками проталкивателя, фиксируя манжеты и плашки в рабочем состоянии. Пакер освобождается при натяжении и подъёме колонны труб, в результате чего срезаются винты и ствол освобождается от плашкодержателя. В результате дальнейшего движения ствола вверх манжеты разжимаются. При этом ствол, упираясь в поршень, доводит его до упора в цилиндр, который, в свою очередь, передвигая конус относительно плашек, освобождает их.

Проходное отверстие пакера открывается при повышении давления в трубах и срезе винтов.

В пакере (рис. 5.7, *б*) пластовый агент под давлением сквозь отверстие в стволе попадает в цилиндр. После среза винтов с плашкодержателем он поднимается вверх, и плашки натягиваются на конус, одновременно сжимая манжету. Происходит заякорение нижних плашек и уплотнение пакера в эксплуатационной колонне. Обратному перемещению плашек мешают шлипсы, переместившиеся вместе с конусом вверх по втулке фиксатора. Пакер освобождается при подъёме колонны НКТ после срезания винтов, при этом бурт ствола упирается в конус и передвигает его относительно плашек.

Особенностью пакера 2ПД-ЯГ (рис. 5.7, *в*) является постоянное заякорение на плашки верхнего якоря благодаря соединению полости под плашками с подпакерной зоной через отверстие А. При посадке пакера пластовый агент под давлением из полости труб сквозь отверстие Б поступает под золотник и конус. Золотник смещается вверх, срезая винты и освобождая поршень и конус от захвата. Конус, уплотнённый в цилиндре кольцами, под воздействием давления входит в плашки, заставляя их раздвинуться и заякориться на стенке эксплуатационной колонны. Одновременно поршень вместе с золотником и проталкивателем перемещается вверх и сжимает манжету. При этом шлипсы, сцепляясь с насечками проталкивателя, фиксируют манжеты и плашки в рабочем состоянии. Пакер освобождается при подъёме колонны труб после среза винтов. Ствол вместе с корпусом якоря поднимается и освобождает манжеты, а бурт проталкивателя поднимает цилиндр, который выводит конус из плашек, освобождая их. Плашки верхнего якоря освобождаются после разгерметизации манжет и уравнивания давления на плашки.

Пакер ЗПД-ЯГ (рис. 5.8) состоит из верхнего и нижнего заякоряющих приспособлений и гидроцилиндров уплотняющего и фиксирующих приспособлений. Посадка пакера осуществляется при подаче в колонну насосных труб жидкости под давлением. Предварительно на седло вбрасы-

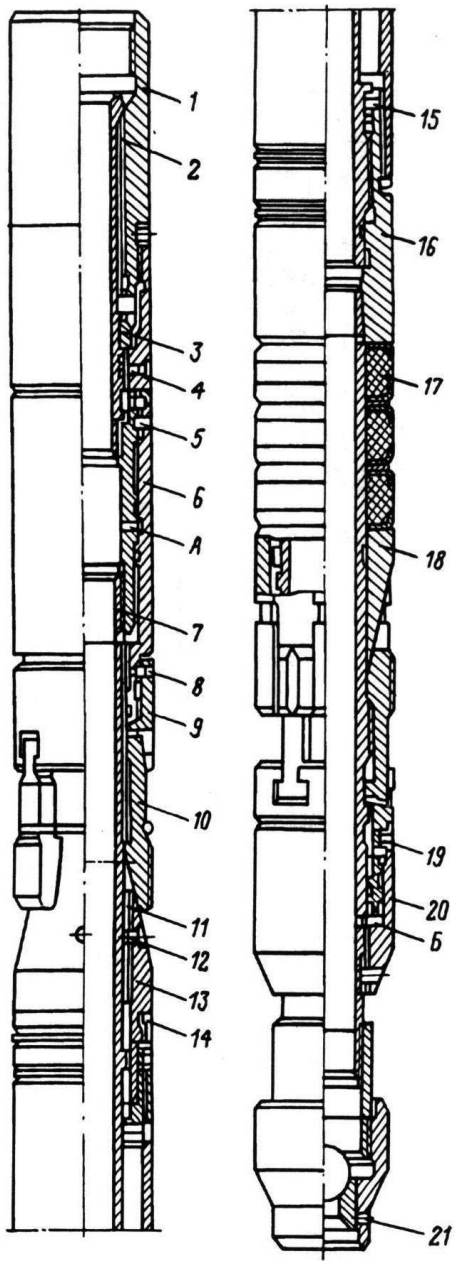


Рисунок 5.8 – Пакер ЗПД-ЯГ:
1 – головка; 2 – шток; 3 – шлипс; 4, 5, 8, 15, 19, 20, 21 – срезные винты;
6 – цилиндр; 7 – верхний ствол; 9 – верхний плашкодержатель; 10 – верхняя плашка;
11 – втулка; 12 – штифт; 13 – верхний корпус; 14 – корпус; 16 – муфта;
17 – уплотняющая манжета; 18 – нижний корпус

вается шар. Давление в полости Б нижнего гидроцилиндра перемещает поршень, который через плашкодержатель заставляет плашки надвинуться на конус, раздвигаясь радиально, и заякориться за стенку эксплуатационной колонны. При повышении давления срезаются винты, и шток, перемещаясь вниз со стволом, сжимает манжеты между муфтой и конусом, герметизируя пространство между пакером и стенкой эксплуатационной колонны. Шлипсы, перемещаясь по насечкам штока при его движении вниз, препятствуют его возвращению в первоначальное положение. При

дальнейшем повышении давления жидкость через отверстие А попадает в цилиндр. При этом срезаются винты, и цилиндр перемещает вниз плашкодержатель и плашки, которые надвигаются на конус и заякоряются на эксплуатационной колонне. При этом срезаются винты, плашкодержатель освобождается от цилиндра и фиксируется шлипсами на стволе. Нижние и верхние плашки в заякоренном состоянии будут предупреждать перемещение пакера как вверх, так и вниз. Проходное отверстие пакера открывается после срезания винтов.

Распакерование осуществляется при подъёме труб после предварительного соединения верхней части пакера в муфте и среза винтов. После среза штифта верхний ствол перемещается вверх и доводит втулку до плашкодержателя, последний сдвигает плашки с конуса, освобождая их. После этого бурт поднимет вверх корпус и муфту, освобождая манжеты. Одновременно при движении нижнего ствола вверх бурт ствола достигнет нижнего конуса и выдвинет его из плашек, освобождая его.

Пакер ПД-ЯГМ (рис. 5.9) состоит из верхнего и нижнего заякоряющих приспособлений, уплотняющего и клапанного приспособлений и гидропривода. Пакер спускается в скважину на насосных трубах, на его седло вбрасывается шарик и создаётся давление, под воздействием которого плашки раздвигаются радиально и заякоряются на стенке эксплуатационной колонны. Жидкость, попадая через отверстие Б под поршень, перемещает его вверх, вследствие чего срезаются винты и освобождается захват, а конус, перемещаясь вниз, раздвигает плашки и заякоряет их. Одновременно происходит сжатие манжет.

Герметичность разобщения достигается осевой нагрузкой, создаваемой весом труб, под воздействием которого срезаются винты, и ствол, двигаясь вместе с втулкой вниз, дополнительно сжимает манжеты. Фиксация рабочих положений плашек и манжет обеспечивается шлипсами, предупреждающими обратное перемещение поршня и плашек. Проходное отверстие пакера освобождается после среза винтов. В пакере предусмотрен клапан для промывки подпакерной зоны перед его подъёмом из скважины. При натяжении колонны труб шток, перемещаясь вверх, открывает отверстие А, с помощью которого трубное пространство соединяется с затрубным. После промывки снижается давление в трубах, вследствие чего освобождаются плашки. При дальнейшем натяжении колонны труб срезаются винты и освобождаются плашки и манжеты.

Пакер можно оставлять в скважине без труб, так как благодаря заякорению плашек пакер выдерживает давление как снизу, так и сверху. Для этого винты перед спуском пакера снимаются, и колонну подъёмных труб можно освободить после среза винтов. В этом случае пакер можно позднее поднять с помощью труболовки.

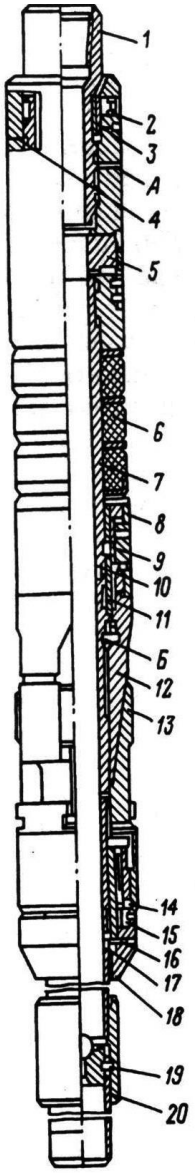


Рисунок 5.9 – Пакер ПД-ЯГМ:
1 – шток; 2 – специальный винт; 3, 4, 8, 15, 16, 19 – срезные винты;
5, 13 – верхняя и нижняя плашки; 6 – манжета; 7 – ствол; 9 – захват;
10, 14 – шлипсы; 11 – поршень; 12 – корпус; 17 – втулка; 18 – центратор; 20 – седло

Рукавный пакер (рис. 5.10) состоит из уплотняющего рукава и ствола, к верхней части которого присоединяется переводник с патрубком. На переводнике установлены поршень и головка, соединённая с рукавом. Между патрубком и переводником установлено седло для шарика, служащее для опрессовки подъёмных труб. При подаче давления в центральный канал жидкость попадает под рукав через отверстие А, раздвигает его и прижимает к стенке эксплуатационной колонны, разобщая затрубное пространство. Манжета выполняет роль обратного клапана и служит для сохранения давления в подрукавной полости. Минимальное избыточное давление, необходимое для срабатывания пакера, составляет 165 МПа. Для освобождения пакера давление подаётся в затрубное пространство. Поршень перемещается вниз и соединяет подрукавную полость с внутритрубным пространством через отверстия А и Б, когда расточка поршня окажется возле отверстия Б.

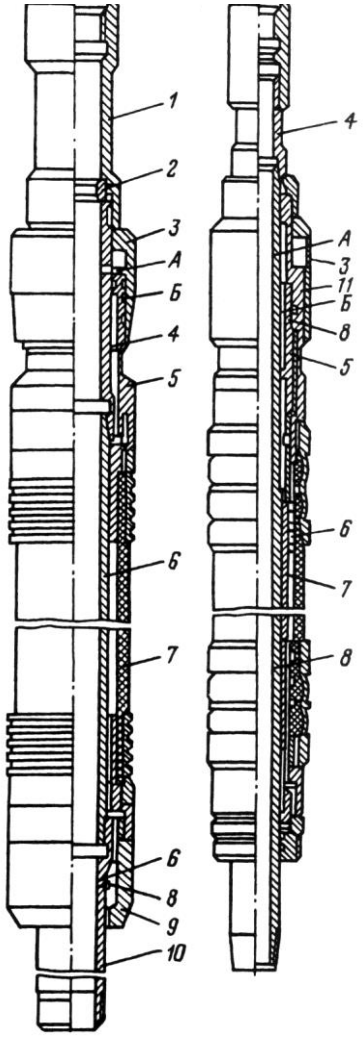


Рисунок 5.10 – Рукавный пакер типов ПД-Г (*а*) и ПД-Г (*б*):
1 – патрубок; 2 – седло; 3 – поршень; 4 – переводник; 5 – головка; 6 – ствол;
7 – рукав; 8 – манжета; 9 – ниппель; 10 – хвостовик; 11 – уплотняющее кольцо

В таблице 5.5 представлены основные характеристики пакеров, выпускаемых на Украине и в России.

5.6 Взрывные эксплуатационные пакеры

В практике освоения и эксплуатации скважин важное место занимает применение взрывных пакеров. В этих пакерах (рис. 5.11) сцепление с обсадной колонной и герметизация участка разобщения осуществляется за счёт впрессовывания корпуса в обсадную колонну. Сборка и установление пакера включают следующие операции. В корпусе 6, изготовленном из сплава алюминия, размещают рассчитанный заряд 7 дымного пороха. Засыпая его, принимают все меры к тому, чтобы частицы пороха не имели контакта с металлическими деталями пакера. Заряд рекомендуется засыпать через воронку во вложенный в корпус мешочек из хлопчатобумажной неэлектризующейся ткани, куда помещают и зажигатель. Затем корпус

Таблица 5.5

Показатели	ПД-ЯМГ-118-210		ПД-ЯМГ-136-210		ПН-ЯМ-118-210		ПН-ЯМ-136-210		ПН-ЯМ-150-500		ПН-ЯМ-236-250		ПД-ЯГМ-118-210
Внешний диаметр, мм	118	136	136	140	118	136	136	140	150	118	236	122	118
Рабочее давление (максимальный перепад давления), МПа	21		21		21	50	21	50	50		35	50	21
Диаметр проходного отверстия пакера, мм	62	76	76		62	76	62	76	76	50	145	50	62; 50
Температура рабочей среды, °К, не более	393	399	393		393		393		393		393		393
Условный диаметр эксплуатационной колонны по ГОСТ 632-80, мм	140; 146	168	168		140; 146	168	168; 167	168	178	146	273	146	140; 146
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность, мм	133	146,3	146,3	150,3	133	146,3	155,3	150,3	163,8	128	253,1	133	133
Диаметр пакера, мм	118	136	136	140	142	236	166	–	172	–	267	–	118
Длина пакера, мм	2000	1880	2215	1880	2170	–	2260	–	1800	–	2170	–	1655; 4025
Масса пакера, кг	70	60	110	64	55	–	70	–	120	–	290	–	46; 100
Примечание. Рабочая среда – вода, нефть, газ, газоконденсат													

герметизируется пробкой 4, которая вместе с присоединённым к массе и выводу жилы кабеля электрозажигателем 5 вставляется в горловину стакана. Передвижение пробки ограничивается с помощью накидной гайки 3. Пакер переходником соединяется с желонкой или корпусным кумулятивным перфоратором, который используется в качестве груза. Соединение осуществляется с помощью шариков.

При срабатывании заряда предусмотрено автоматическое отсоединение пакера от груза. Под воздействием давления пороховых газов пробка пакера передвигается вверх до упора, благодаря чему стальные шарики 2, соединяющие пакер и груз 1, получают возможность выйти из сцепления, а груз снимается с пакера.

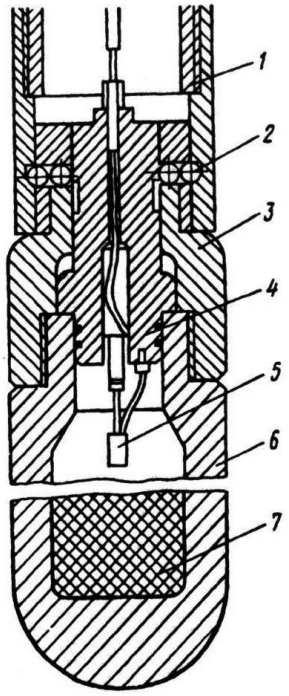


Рисунок 5.11 – Схема взрывного пакера:
1 – груз; 2 – стальные шарики; 3 – накидная гайка; 4 – уплотняющая пробка;
5 – электрозажигатель; 6 – корпус; 7 – пороховой заряд

Для выбора заряда пакера необходимо учитывать гидростатическое давление и внутренний диаметр обсадной колонны, где он устанавливается. На рисунке 5.12 изображена номограмма, позволяющая выбрать заряд пакера ВВ 118 для разных случаев его применения.

Пример. Рассмотрим выбор заряда пакера, установленного на глубине 3 км в скважине, заполненной водой и обсаженной колонной с внутренним диаметром 130 мм. Восстановив перпендикуляр, из точки на оси абсцисс, соответствующей гидростатическому давлению, до пересечения его с линией 130 в точке В, получим на оси ординат точку, соответствующую значению массы заряда. В нашем случае это 0,66 кг. Габариты этих типов пакеров следующие: 88, 92, 102, 110, 118, 135 мм (соответственно ВП88, ВП92, ВП110, ВП118, ВП135).

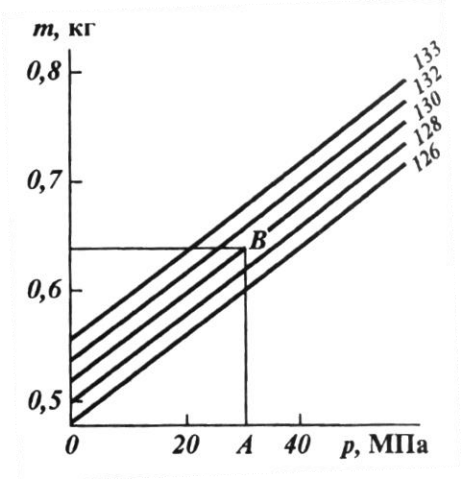


Рисунок 5.12 – Номограмма для выбора заряда ВВ118:
шифр кривых – внутренний диаметр обсадной колонны, мм

Для каждого пакера существует своя номограмма, позволяющая выбрать массу заряда при разных условиях их применения.

Самостоятельную группу взрывных пакеров составляют пакеры типа ВПШ, в которых сцепление с обсадной колонной совершается при помощи шлипсов – чугунных ребристых плашек, вдавливаемых в металл обсадной колонны, при этом герметизация выполняется сжатием резиновой манжеты с фиксированием её в сжатом состоянии (рис. 5.13). Пакер типа ВПШ включает камеру, которая заряжается порохом и после установки поднимается на поверхность. Спускается пакер ВПШ на каротажном кабеле. После спуска камеры в заданный интервал током, подаваемым с поверхности, поджигают заряд. Давлением пороховых газов поршень камеры передвигается относительно корпуса, впрессовывая в колонну расположенные на штоке пакерующей части плашки и сжимая манжету.

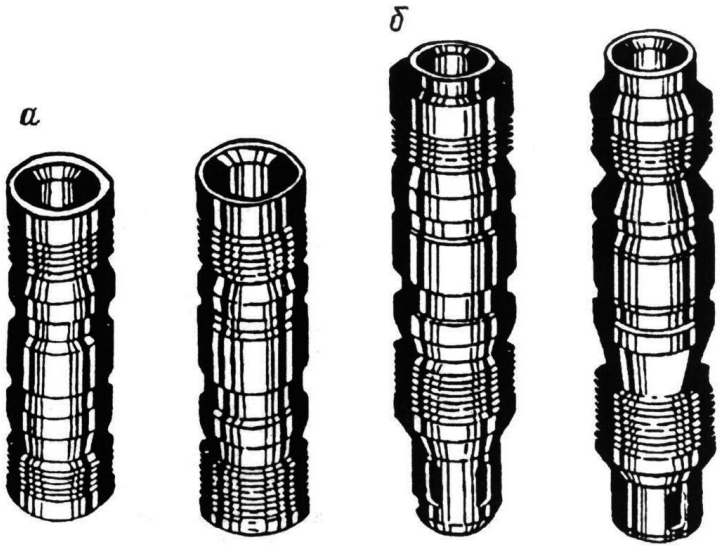


Рисунок 5.13 – Пакеры взрывные:
шлипсовый (*а*) и цементировочный (*б*)

Для проведения изоляционных работ путём закачки цементного раствора в скважину под давлением до 30 МПа применяются пакеры взрывные цементационные типа ПВЦ (ПВЦ 110, ПВЦ 118, ПВЦ 135). Они используются в обсадных колоннах диаметром 117,7–124, 125,2–133 и 144–152 мм при максимальном гидростатическом давлении 147 МПа и максимальной температуре 150 ºС. Их длина 605–625 мм.

Принцип работы пакеров типа ПВЦ следующий.

1. После зажигания порохового заряда массой 120 г под действием давления газов гильза камеры передвигается относительно корпуса, плашки смещаются и сжимают манжету до упора в обсадную трубу. Скорость движения поршня регулируется гидравлическим тормозом, заполненным маслом. После посадки пакерующей части разрывается шип, соединяющий камеру с пакерующей частью. Камера используется многократно. Пороховые газы имеют выход в скважину.

2. Для подачи цемента в подпакерную зону пакер соединяется с колонной НКТ свободной посадкой специальной муфты на конец штока пакера. При опрессовке пакера в скважине поданный с поверхности вместе с жидкостью шарик перекрывает отверстие в клапанном приспособлении, позволяя проверять надежность пакерования. При дальнейшем повышении давления более 7 МПа шарик продавливается, открывая путь для подачи цемента. После окончания заливки шар большего диаметра перекрывает внутреннее отверстие, прекращая обратное движение цемента в скважину.

Для установки разделяющего моста рекомендуется использовать взрывной пакер, раскрывающий ПВР. Этот пакер спускается в скважину через НКТ на каротажном кабеле и имеет вид зонтика. После его установки в колонне и подъёма каротажного кабеля на поверхность в скважину через внутреннюю полость спускают на кабеле желонку, заполненную цементным раствором.

Технические характеристики взрывных пакеров приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6

Тип пакера	Внешний диаметр, мм	Внутренний диаметр обсадной колонны (НКТ), где применяется пакер	Максимальные условия применения		Масса порохового заряда, кг
			температура, °С	давление, МПа	
1	2	3	4	5	6
ВП 88	88–135	96,3/152	120	60	0,2/1
ВП 92					
ВП 102					
ВП 110					
ВП 118					
ВП 135					

Продолжение таблицы 5.6

1	2	3	4	5	6
ВПШ 92	82–102	88/120	200	150	0,1
ВПШ 102					
ВПЦ 110	110–135	177,7/152	150	150	0,1
ВП Ц118					
ВПЦ 135					
ВПР	48	62	120	30	

Примечание.
1. В графе 3 в числителе – минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, в знаменателе – максимальный.
2. В графе 6 в числителе – максимальная масса порохового заряда, в знаменателе – минимальная.
3. Внутренний диаметр обсадных труб для одного типоразмера выполняется в пределах 2–8 мм.
4. Максимально допустимое давление цементирования 30 МПа.

5.7 Расчёт колонны насосно-компрессорных труб на прочность и их эксплуатация

Усилия, воздействующие на колонну НКТ, главным образом определяются условиями её эксплуатации. На рисунке 5.14 показаны основные расчётные схемы колонн НКТ, которые отображают условия её эксплуатации в различных технологических процессах освоения скважин. Нагрузки, воздействующие на колонну НКТ, и последовательность проведения расчётов на прочность рассмотрим ниже.

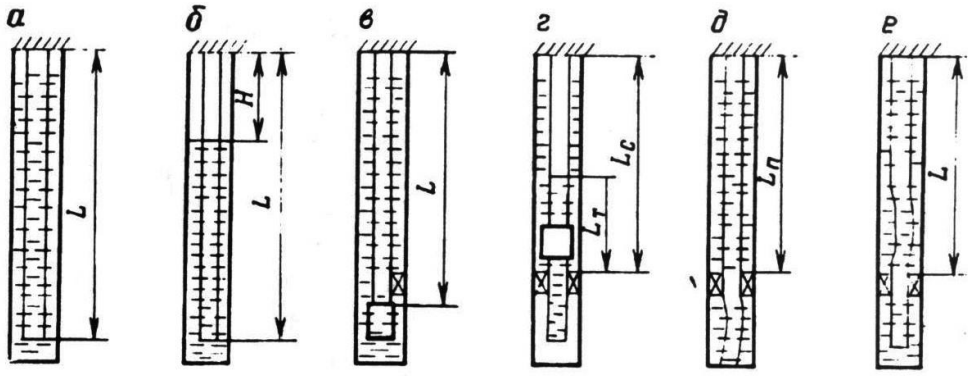


Рисунок 5.14 – Расчётные схемы колонны НКТ:
а – свободно подвешенная на планшайбе;
б – в скважине, частично заполненной жидкостью;
в – с устройством для проведения гидропескоструйной перфорации;
г – с испытателем пластов; *д* – опирающаяся на забой; *е* – опирающаяся на пакер;
L – длина колонны НКТ; H – уровень размещения свободной поверхности жидкости в скважине; L_c – глубина размещения испытателя в скважине;
L_m – уровень жидкости в трубах; L_n – глубина размещения пакера

5.7.1 Определение нагрузок на свободно подвешенную колонну НКТ

Усилия от веса колонны направлены к забою, а сила выталкивания действует в обратном направлении. Собственный вес комбинированной колонны определяется весом каждой секции. Вес трёхсекционной колонны (рис. 5.15) запишем в виде

$$P_{нкт} = F_{m1} \cdot \ell_1 \cdot \rho_m + F_{m2} \cdot \ell_2 \cdot \rho_m + F_{m3} \cdot \ell_3 \cdot \rho_m, \qquad (5.1)$$

где F_{m1}, F_{m2}, F_{m3} – площадь сечения труб соответствующей части колонны, м^2; ℓ_1, ℓ_2, ℓ_3 – длина соответствующей секции колонны, м; ρ_m – плотность материала труб, кг/м^3.

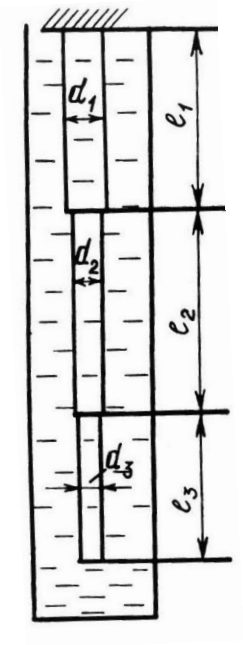


Рисунок 5.15 – Трёхразмерная колонна НКТ в скважине, полностью заполненной жидкостью

Определяя площадь сечения труб, значение их внутреннего диаметра находят по таблице 5.7.

Для подвешенной колонны труб наибольшее усилие растяжения возникает в верхнем сечении. Наибольшее напряжение не должно превышать предел текучести материала труб при растяжении. Для труб с гладкими (невысаженными) концами, изготовленных по ГОСТу, максимальное усилие, которое разрушает резьбовые соединения в момент, когда напряжения в металле соответствуют пределу текучести, определяют по формуле

$$P' = \frac{\pi \cdot \delta_c \cdot D_{cp} \cdot \sigma_m}{1 + \dfrac{D_{cp}}{\ell} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}. \qquad (5.2)$$

Таблица 5.7 – Характеристика насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Диаметр, мм			Толщина стенки, мм	Высаженная часть, мм				Муфта, мм			Масса, кг		
условный	внешний	внутренний		внешний диаметр	длина переходной части	переходная часть	внешний диаметр муфты	длина	длина растяжения	ширина торцовой плоскости	1 м гладкой трубы	муфты	1 м трубы с муфтой при длине трубы 8 м
Гладкие трубы													
48	48,3	40,3	4,0	–	–	–	56,0	96,0	8,0	2,0	4,39	0,5	4,45
60	60,3	50,3	5,0	–	–	–	73,0	110,0	8,0	5,0	6,84	1,3	7,0
73	73,0	62,0	5,5	–	–	–	89,0	132,0	8,0	6,5	9,16	2,4	9,46
89	88,9	76,0	6,5	–	–	–	107,0	148,0	8,0	6,5	13,22	3,6	13,67
102	101,6	88,6	6,5	–	–	–	121,0	150,0	9,5	6,5	15,22	4,5	15,78
114	114,3	100,3	7,0	–	–	–	132,5	156,0	9,5	6,5	18,47	5,7	19,09
Трубы с высаженными наружу концами													
33	33,4	26,4	3,5	37,3	45	25	48,3	89	8,0	3,5	2,58	0,5	2,67
42	42,2	35,4	3,5	46,0	51	25	56,0	95	8,0	3,5	3,34	0,7	3,48
48	48,3	40,3	4,0	53,2	57	25	63,5	100	8,0	3,5	4,39	0,8	4,51
60	60,3	50,3	5,0	65,9	89	25	78,0	126	9,5	5,0	6,84	1,5	7,07
73	73,0	62,0	5,5	78,9	95	25	93,0	134	9,5	6,5	9,16	2,8	9,53
89	88,9	73,0	6,0	95,25	102	25,	114,3	146	9,5	6,5	13,22	4,2	13,8
102	101,6	88,6	6,5	107,95	102	25	127,0	154	9,5	6,5	15,22	5,0	15,9
114	114,3	100,3	8,0	120,65	108	25	141,3	160	9,5	6,5	18,47	6,3	19,3

Для труб с высаженными наружу концами усилия в теле трубы в момент, когда напряжения в металле соответствуют пределу текучести, запишем в виде

$$P'' = \frac{\pi \cdot \left(D^2 - d^2\right)}{4} \cdot \sigma_m . \qquad (5.3)$$

Здесь P', P'' – усилия, разрушающие резьбовые соединения, соответственно для труб с гладкими и высаженными наружу концами, кН; δ_c – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы в зацеплении, м (см. табл. 5.7); D_{cp} – средний диаметр трубы по первой полной нитке резьбы в зацеплении, м (табл. 5.8); σ_m – предел текучести материала труб при растяжении, МПа (табл. 5.9); ℓ – длина резьбы до основной плоскости (нитки с полным профилем), м (см. табл. 5.8); α – угол, образованный между направлением опорной поверхности резьбы и осью трубы (α = 1,0625 рад); φ – угол трения (φ = 0,306 рад); *D, d* – внешний и внутренний диаметры трубы, м.

Напряжения в трубе не должны превышать предельных значений, которые определяются по формулам (5.2)–(5.3).

При использовании труб, изготовленных по стандартам Американского нефтяного института (АНИ), дополнительно учитывают их способность противодействовать напряжениям, возникающим под действием внутреннего давления. Наименьшее сминающее давление для сталей разных марок определяют по формулам (при условии, что выполняется соотношение $\frac{D}{\delta} < 14$, где *D* – внешний диаметр труб, δ – толщина стенки).

Для сталей Н-40 и J-55:

$$p_{см} = 0{,}75 \cdot \sigma_{m\,ср} \cdot \left[\frac{2{,}503}{\frac{D}{\delta}} - 0{,}046 \right]; \qquad (5.4)$$

для сталей С = 75

$$p_{см} = 0{,}75 \cdot \sigma_{m\,ср} \cdot \left[\frac{2{,}650}{\frac{D}{\delta}} - 0{,}059 \right]; \qquad (5.5)$$

для сталей марки Н = 80

$$p_{см} = 0{,}75 \cdot \sigma_{m\,ср} \cdot \left[\frac{2{,}721}{\frac{D}{\delta}} - 0{,}063 \right]; \qquad (5.6)$$

Таблица 5.8 – Размеры резьбового соединения НКТ

Условный диаметр трубы, мм	Число ниток на 2,54 мм (дюйм)	Глубина резьбы, мм	Внешний диаметр, мм		Средний диаметр резьбы в основной части, мм	Диаметр резьбы около торца трубы, мм		Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты, мм	Длина резьбы, мм			Диаметр цилиндрической расточки около торца муфты, мм	Глубина цилиндрической расточки, мм	Расстояние от торца муфты к концу сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную, мм
			трубы	высаженной части		внешний	внутренний		общая к концу (сбега)	основной плоскости (нитки с полным профилем)	сбега			
Гладкие трубы														
48	10	1,412	–	48,3	46,924	46,866	44,042	46,069	35	22,3	4,29	50,0	8,0	5,0
60			–	60,3	58,989	58,494	55,670	58,134	42	29,3	4,29	62,0	8,0	5,0
73			–	73,0	71,689	70,506	67,682	70,834	53	40,3	4,29	74,7	8,0	5,0
89			–	88,9	87,564	89,944	83,120	86,709	60	47,3	4,29	90,6	8,0	5,0
102	8	1,810	–	101,6	99,866	98,519	94,899	98,519	62	49,3	5,97	103,5	9,5	6,5
114			–	114,3	112,566	11,031	107,411	111,219	65	52,3	5,97	116,0	9,5	6,5
Трубы с высаженными наружу концами														
33	10	1,412	33,4	37,30	35,970	36,100	33,276	35,115	32	19,3	4,29	39,0	8,0	5,0
42			42,2	46,00	44,701	44,643	41,819	43,846	35	27,3	–	47,5	8,0	5,0
48			48,3	53,20	51,845	51,662	48,838	50,990	37	24,3	–	55,0	8,0	5,0
60	8	1,810	60,3	65,90	64,148	63,551	59,931	64,801	50	37,3	5,97	67,5	9,5	6,5
73			73,0	78,60	76,001	76,001	72,381	75,501	54	41,3	–	80,0	9,5	6,5
89			88,9	95,25	92,164	92,294	88,674	92,164	60	47,3	–	97,0	9,5	6,5
102			101,6	107,95	104,744	104,744	101,124	104,869	64	51,3	–	109,6	9,5	6,5
114			114,3	120,65	118,916	117,256	113,636	117,569	67	54,3	–	122,5	9,5	6,5

Примечание. Длина резьбы от основной плоскости к концу сбега – 12,7 мм; расстояние от торца муфты к середине муфты при свинчивании на станке – 13 мм.

для сталей марки Р = 105

$$p_{см} = 0{,}75 \cdot \sigma_{m\,ср} \cdot \left[\frac{2{,}940}{\frac{D}{\delta}} - 0{,}078 \right], \qquad (5.7)$$

где $\sigma_{m\,ср}$ – средний предел текучести материала трубы, МПа.

Предельное значение давления в трубах (при условии способности противодействовать сминающим давлениям)

$$p_{см\,пр} = 1{,}25 \cdot p_{см}, \qquad (5.8)$$

где 1,25 – коэффициент запаса прочности на сопротивление смятию.

Наименьшее внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, определяют по формуле

$$p_{вн} = 0{,}875 \cdot 2 \cdot \delta \cdot \frac{\sigma_{m\,\min}}{D}, \qquad (5.9)$$

где 0,875 – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки (12,5 %); $\sigma_{m\,\min}$ – наименьший предел текучести материала трубы, МПа (см. табл. 5.9).

Таблица 5.9 – Механические свойства сталей различных групп прочности для изготовления НКТ

Показатели	СНГ					АНИ и другие фирмы				
	Д	К	Е	Л	М	Н-40	J-55	С-75	Н-80	Р-105
Временное сопротивление разрыву, МПа	650	700	750	800	900	422	507	688	703	844
Предел текучести при растяжении, МПа										
средний	380	500	550	650	750	–	–	–	–	–
минимальный	–	–	–	–	–	281	387	527	562	738
максимальный	–	–	–	–	–	400	562	633	722	949
Относительное удлинение, % при толщине стенки, мм										
5	16	12	12	12	12	2,7	20	16	16	15
10	12	10	10	10	10					

Реальное давление в колонне НКТ не должно превышать значений, которые определяются по формулам (5.8)–(5.9).

Коэффициент запаса прочности на сопротивление труб внутреннему давлению обычно принимают за единицу, в связи с чем при определении допустимых значений внутреннего давления можно использовать формулу (5.9).

Нагрузку растяжения, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, находят по формуле

$$P_m = \sigma_{m\,\min} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left[D^2 - d^2\right]. \qquad (5.10)$$

Значение реальной нагрузки на колонну не должно превышать p_m, значение которой определяют из уравнения (5.10).

Формулы (5.1)–(5.10) используют при выполнении контрольных расчётов на прочность колонны НКТ конкретной конструкции (табл. 5.10). Часто необходимо решить обратную задачу, касающуюся выбора конструкции колонны соответственно с заранее определёнными условиями её эксплуатации. При проведении проектных расчётов предварительно принимаем максимально возможный диаметр колонны для условий конкретной скважины и определяем усилия P' разрушения резьбовых соединений по формуле (5.2).

Таблица 5.10– Характеристика прочности насосно-компрессорных труб, изготовленных из сталей различных групп прочности, по стандартам АНИ

Внешний диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наименьшее снимающее давление, МПа					Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа				
		H-40	J-55	C-75	H-80	P-105	H-40	J-55	C-75	H-80	P-105
26,57	2,83	50,6	65,9	86,1	91,2	–	52,9	72,8	99,3	105,9	–
33,4	3,38	47,9	62,3	81,5	86,3	–	49,8	68,5	93,3	95,5	–
42,16	3,18	36,7	47,7	–	–	–	37,0	51,0	–	–	–
	3,56	40,7	52,9	61,2	73,3	–	41,5	57,2	77,8	83,2	–
48,26	3,18	31,3	40,7	–	–	–	32,4	44,5	–	–	–
	3,68	37,2	48,3	63,2	66,9	–	37,5	37,5	70,3	75,0	–
52,40	3,96	36,8	47,9	62,6	66,4	–	37,2	51,2	69,8	74,4	–
60,32	4,24	34,3	44,6	57,3	60,9	–	34,6	47,6	64,8	69,1	–
	4,83	38,8	50,5	65,9	69,9	93,1	39,4	54,2	73,6	78,5	103,3
	6,45	–	–	85,6	90,6	120,8	–	–	98,5	105,1	138,1
73,02	5,52	36,8	47,8	62,6	66,2	88,3	37,1	51,1	69,6	74,2	97,5
	7,82	–	–	85,8	90,8	121,1	–	–	98,9	105,5	138,4
88,9	5,49	28,6	37,2	47,0	49,8	–	30,4	41,8	56,9	60,7	–
	6,45	35,5	46,1	60,0	63,8	85,1	35,7	49,2	66,9	71,4	93,2
	7,34	39,9	52,0	67,9	71,9	–	40,6	55,9	76,2	81,3	–
	9,51	–	–	85,9	90,8	121,1	–	–	98,8	105,4	138,4
101,6	5,74	25,2	32,7	40,8	43,0	–	27,8	38,2	52,1	55,6	–
	6,65	31,1	40,4	51,6	54,7	–	32,2	44,4	60,5	64,5	–
114,3	6,88	27,6	35,9	45,2	47,9	–	29,7	40,8	55,5	59,2	–

Допустимую глубину подвески колонны рассчитывают по приближённой формуле, которая учитывает нагрузку только от действия собственного веса колонны и давления у выхода бурового насоса:

$$L_{доп} = \frac{P' - k \cdot F_m \cdot p_p}{k \cdot q}, \qquad (5.11)$$

где k – коэффициент запаса прочности для труб, который принимают равным 1,3–1,5; p_p – давление на выкиде линии бурового насоса (p_p = 35 ÷ 40 МПа); q – вес 1 м трубы, Н (см. табл. 5.7).

Конструкцию колонны считают определённой, если допустимая глубина подвески труб принятого диаметра больше глубины скважины.

При значительных глубинах скважин применяют секционную НКТ. Длину секций подбирают снизу вверх. Допустимую длину секции определяют по формуле (5.11), а длины следующих секций отношения

$$\ell_n = \frac{p'_n - p_{n-1}}{k \cdot q_n} \cdot \frac{F_{m\,n}}{F_{m\,(n-1)}}, \qquad (5.12)$$

где ℓ_n – длина секции, которую рассчитывают, м; p'_n – разрушающая нагрузка для труб секции, которую рассчитывают, МПа; p'_{n-1} – разрушающая нагрузка для труб предыдущей секции, МПа; q_n – вес 1 м трубы секции, которую рассчитывают, Н; $F_{m\,n}$ – площадь сечения рассчитываемой секции, м^2; $F_{m\,(n-1)}$ – площадь сечения труб предыдущей секции, м^2.

Формула (5.12), как и формула (5.11), не учитывает действия на колонну силы выталкивания.

Если скважина частично заполнена жидкостью, тогда сила выталкивания, действующая на колонну, определяется объёмом её погруженной части (рис. 5.14, *б*):

$$P_{apx} = \rho_p \cdot (L - H) \cdot F_m, \qquad (5.13)$$

где L – длина колонны, м; H – уровень свободной поверхности жидкости, м.

5.7.2 Особенности расчёта колонны НКТ на прочность в условиях действия изгибающих усилий

Изгибающие усилия возникают в колонне НКТ в том случае, когда её нижняя часть жёстко закреплена с помощью пакера либо её хвостовик опирается на забой.

При размещении пакера в скважине хвостовик воспринимает изгибающие нагрузки, которые зависят от усилия, необходимого для раскрытия пакера, а также от перепада давления на пакере во время испытания пластов (рис. 5.14, *д*).

Нагрузка на пакер от веса труб для установки его в скважине

$$G_n = 0{,}3 \cdot E \cdot S_0 \cdot (K_n - 1), \tag{5.14}$$

где E – модуль упругости резинового элемента пакера по начальному сечению, МПа (E = 8,5 ÷ 9,5 МПа); S_0 – площадь сечения уплотнителя до его деформирования, см^2; K_n – коэффициент пакерования (K_n = 1,12 ÷ 1,14).

Считаем, что максимальная разность давления на пакере во время испытания пласта равна допустимой депрессии на пласт. Тогда осевая сжимающая нагрузка на хвостовик, кН, при испытании

$$G_{хв} = G_n + 0{,}1 \cdot \Delta p \cdot S_s, \tag{5.15}$$

где 0,1 – коэффициент перевода размерностей; Δp – разность давлений на пакере, МПа; S_s – площадь сечения скважины, см^2.

Изгибающее напряжение в трубе хвостовика определяют по формуле

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J \cdot (D_c - d_{т\,внеш})}{2 \cdot L_n^2 \cdot W}, \tag{5.16}$$

где E – модуль продольной упругости (для стали E = 2 · 10^{11} Па, для алюминиевого сплава E = 0,7 · 10^{11} Па); J – экваториальный момент инерции площади сечения; L_n – длина полуволны прогиба хвостовика; D_c – диаметр скважины; W – осевой момент сопротивления на изгиб; $d_{т\,внеш}$ – диаметр трубы хвостовика (внешний).

Экваториальный момент инерции площади сечения определяют по формуле

$$J = 0{,}05 \cdot (d_{т\,внеш}^4 - d_{т\,вн}^4), \tag{5.17}$$

где $d_{т\,вн}$ – внутренний диаметр трубы хвостовика.

Осевой момент сопротивления на изгиб

$$W = \frac{2 \cdot J}{d_{т\,внеш}}. \tag{5.18}$$

Длина полуволны прогиба определяется осевой нагрузкой на хвостовик

$$L_n = 5 \cdot 98 \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{Q_{хв}}}. \tag{5.19}$$

Изгибающее напряжение в трубе хвостовика не должно превышать предельно допустимого $[\sigma]_{сж}$ = 160 МПа.

Изгибающее напряжение возникает также в колонне НКТ в случае её размещения над пакером (рис. 5.14, *е*). Кроме изгибающих усилий в верхней части колонны возникают усилия растяжения, а в нижней – сжатия. Усилия растяжения максимальны в верхней части колонны:

$$P = P_{нкт} - G_n . \tag{5.20}$$

Напряжения сжатия имеют максимальные значения в сечении соединения труб с пакером:

$$\sigma_{сж} = \frac{L_{сж} \cdot g \cdot q}{F_m}, \tag{5.21}$$

где $L_{сж}$ – длина сжатой части колонны, м; q – масса 1 м труб колонны, кг (см. табл. 5.7); F_m – площадь сечения трубы, м^2.

Длина сжатой части колонны определяется усилием, действующим на пакер:

$$L_{сж} = \frac{G_n}{q \cdot g \cdot \left[1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right]}, \tag{5.22}$$

где ρ_p, ρ_m – плотность раствора и материала труб, кг/м^3.

Усилия, необходимые для раскрытия пакера, находят по формуле (5.14) или по таблице 5.11. Последовательность определения изгибающего напряжения в колонне НКТ такая же, как и при выполнении расчётов хвостовика [см. формулы (5.16)–(5.19)].

Рассмотрим расчёт насосно-компрессорных труб для проведения гидропескоструйной перфорации.

Во время проведения гидропескоструйной перфорации (ГПП) существует опасность разрушения труб действием внешних усилий и внутреннего давления. Для ГПП обычно применяют трубы диаметром 73–89 мм следующих марок стали: С-75, Е, Н-80, Л, М, Р-105.

Допустимую глубину спуска одноразмерной колонны НКТ (любой марки стали длиной L_1, L_2, L_3 и т.д.) определяют по формуле

$$L = \frac{\left(\frac{1000 \cdot Q_{рн}}{k_m}\right) - 10^6 \cdot p_y \cdot F_m}{9{,}8 \cdot \left(q_m - f_m \cdot \rho_{см}\right)}, \tag{5.23}$$

где L – допустимая глубина спуска НКТ, м; $Q_{рн}$ – разрушающая нагрузка резьбы, кН; k_m – коэффициент запаса прочности труб (преимущественно составляет 1,3–1,5); F_m – площадь внутреннего сечения НКТ, м^2; p_y – давление на устье, МПа; q_m – масса 1 м трубы, кг/м; f_m – сечение тела НКТ, м^2; $\rho_{см}$ – плотность смеси жидкости с песком, кг/м^3.

Таблица 5.11 – Технические характеристики пакеров

Параметры	ПЦГ-95	ПЦГ-96
Диаметр, мм: остова штока резинового элемента	 95 40 145, 135, 115, 109	 67 34 92, 87, 78, 67
Оптимальная нагрузка сжатия при пакеровании, кН	60–80	20–40
Допустимый перепад давления, МПа	45	45
Допустимая нагрузка растяжения при перепаде давления 45 МПа	250	150
Длина, мм: остова резинового элемента	 1525 640	 1410 720
Средняя масса, кг	65	33

Характеристика труб приведена в таблице 5.12.

Таблица 5.12– Характеристика разрушающей нагрузки для резьбы насосно-компрессорных труб

Внешний диаметр, мм	Разрушающая нагрузка резьбы, кН							
	Д	К	Е	Л	М	С-75	М-80	Р-105
Трубы гладкие (неравнопрочные)								
60	208	274	302	356	411	300	320	430
73	294	387	426	503	580	450	460	630
89	446	585	645	760	877	680	720	950
Трубы с высаженными наружу концами (равнопрочные)								
60	330	435	447	565	652	444	474	622
73	443	583	641	758	874	617	658	864
89	689	840	925	1092	1260	882	941	1235

Примечание.
1. Внутренняя площадь сечения отверстия трубы 19, 87; 30, 19 и 45, 36 см^2 соответственно для 60, 73, и 89-мм труб.
2. Площадь сечения тела трубы 6,68; 11,66 и 16,7 см^2 соответственно для 60, 73, и 89-мм труб.
3. Масса гладкой трубы 7; 9,46 и 13,67 кг соответственно для 60, 73, и 89-мм труб.
4. Масса 1 м трубы с высаженными концами 7,07; 9,53 и 13,8 кг соответственно для 60, 73, и 89-мм труб

Если предприятие не имеет достаточного количества НКТ одного типа, чтобы спустить их до глубины нижних отверстий перфорации ($L = H_{an}$), то составляют двухсекционную колонну НКТ. Для этого проще всего вначале рассчитать допустимую длину нижней секции более слабых труб с меньшим значением $Q_{pн}$ по формуле (5.23):

$$L = L_н = L_1. \qquad (5.24)$$

После этого производят расчёт по формуле (5.23) для более сильных труб. Тогда длина верхней секции

$$L_в = H_{ск} - L_1,$$

где $H_{ск}$ – глубина установки аппарата в скважине при условии, что нагрузку верхней секции рассчитывают на всю длину труб:

$$L = L_2 = H_{ап}. \qquad (5.26)$$

Для составления колонны НКТ целесообразно взять трубы одного диаметра, желательно 73 мм.

Колонна НКТ в скважине подвергается растяжению от собственного веса и от действия давления на устье $p_у$. Если растяжение от собственного веса учитывается во время привязывания аппарата перфорации (АП) к пластам, которые перфорируются ГПП, то растяжение от действия давления на устье нужно учитывать дополнительно.

Удлинение труб рассчитывается по формуле

$$\Delta\ell_т = \frac{p_у \cdot F_т \cdot (L_н + L_в)}{2 \cdot f_т \cdot E}, \qquad (5.27)$$

где $L_в$, $L_н$ – длина НКТ соответственно верхней и нижней секции, м; E – модуль Юнга для стали (E = 2,1 · 10^6 МПа).

Для того, чтобы АП разместился на заданной глубине $H_{ап}$, необходимо уменьшить длину труб в скважине на размер, соответствующий их удлинению:

$$L_{ап} = H_{ап} - \Delta\ell_т - \Delta\ell_{ап} - \ell_{мф}, \qquad (5.28)$$

где $L_{ап}$ – длина труб, которые требуется спустить в скважину, м; $\Delta\ell_{ап}$ – расстояние в АП от самой низкой насадки до муфты, м (для АП длиной 6 м $\Delta\ell_{ап}$ = 0,3 м, а общая длина АП 6 м с пакером для промывания скважины составляет приблизительно 0,83 м); $\ell_{мф}$ – длина утолщённой муфты для исследований гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НКГ), м, преимущественно $\ell_{мф}$ = 0,5 м.

5.7.3 Условия эксплуатации насосно-компрессорных труб

В скважинах, продукция которых содержит сероводород даже в незначительных количествах, применять трубы с высокими пределами прочности (марок Е, Л и М) и импортные трубы, изготовленные по стандарту АНИ (Н-80, Р-105), не рекомендуется из-за опасности сульфидного растрескивания материала труб и муфт. В этих условиях целесообразно применять трубы группы прочности Д, а также С-75, С-80, С-95. При наличии в

пластовой продукции коррозионно-активных компонентов применяют трубы с покрытием или используют для их защиты ингибиторы коррозии.

Подготовку новых укомплектованных труб к эксплуатации осуществляют на трубных базах. При получении труб необходимо проверить соответствие комплекта паспорта и плана выполнения работ в скважине. Резьбовые соединения должны быть защищёнными. Трубы спускают в скважину в присутствии представителя трубной базы.

Трубы, поднятые из скважины, перед повторным спуском необходимо очистить (прежде всего, резьбовые соединения) и тщательно осмотреть.

Осматривая трубы с покрытием, особенное внимание обращают на его целостность.

Перед спуском в скважину длину каждой трубы нужно измерить при помощи стальной рулетки. Точность измерений обусловлена планом работ. Длина трубы определяется расстоянием между свободным торцом муфты и концом сбега внешней резьбы.

По результатам измерений длин отдельных труб теоретически получаем длину колонны. Для её определения необходимо ввести поправки на изменение длины колонны за счёт действия сил растяжения.

Чтобы обеспечить герметичность соединений в скважинах с высоким давлением, прежде всего в газовых и газоконденсатных, необходимо принять следующие меры:

а) развинтить трубу и муфты, тщательно очистить и проверить их резьбу;

б) смазать внешнюю и внутреннюю резьбу (для лучшей герметизации применять ленту из фторопластуплотняющего материала ФУМ) и свинтить трубу и муфту;

в) при поднятии труб с мостков следует избегать их изгиба, защищать муфты и трубы от ударов.

Спуск труб в скважину

Перед спуском трубы должны быть сложены на мостках муфтами к скважине (резьбу трубы и муфты защищают соответствующие защитные детали) или установлены вертикально муфтами вверх на деревянных подкладках (защитное кольцо следует снять).

При опускании необходимо тщательно осмотреть тело и резьбовые части каждой трубы, чтобы не допустить спуска в скважину аварийно-опасных труб. В случаях, когда скважины эксплуатируют штанговыми колоннами или существуют предпосылки для отложения парафина, солей, гипса, перед спуском трубы следует проверять оправкой. Длина оправки 1250 мм, диаметр её зависит от толщины стенок труб (табл. 5.13, 5.14).

Подняв трубу над устьем скважины, необходимо снять с резьбы защитные кольца, тщательно очистить и смазать резьбу муфты, а также резьбу трубы.

Таблица 5.13 – Размеры оправок для НКТ

Размеры оправок для НКТ	Толщина стенки трубы, мм	Внешний диаметр оправки, мм
48	4,0	38,2
60	5,0	48,0
73	5,5	59,7
73	7,0	56,7
89	6,5	72,9
89	8,0	69,9
102	6,5	85,7
114	7,0	97,3

Таблица 5.14 – Размеры оправок для труб, изготовленных по стандарту АНИ

Условный (дюйм) (мм) диаметр трубы	Толщина стенки, мм	Внешний диаметр оправки, мм	Условный (дюйм) и внешний (мм) диаметр трубы	Толщина стенки, мм	Внешний диаметр оправки, мм
1,9 (48,3)	3,7	38,5	3½ (89)	9,5	66,7
	5,1	35,7		10,5	64,7
2 (50,8) 2¾ (60,3)	4,2	40,0	4 (101,6)	11,4	62,9
	4,2	49,5		13,0	59,8
	4,8	48,3		13,5	58,8
	5,5	46,9		5,7	86,9
	6,5	45,0		6,7	85,1
	8,5	40,9		7,3	83,9
2⅛ (73)	5,5	59,6	4½ (114,3)	8,4	81,7
	7,0	56,6		9,7	79,1
	7,8	55,0		10,9	76,6
	8,0	54,6		5,7	99,7
	8,6	53,4		6,9	97,4
	9,2	52,2		7,4	96,4
	10,3	50,1		8,6	94,0
	11,2	48,3		9,5	92,2
3½ (89)	5,5	74,8		10,2	90,7
	6,5	72,8		10,9	89,3
	7,3	71,0		12,7	85,7
	9,3	67,0		14,2	82,7

Для труб, работающих в скважинах с температурами до 200 °С, применяют смазку Р-402 (ТУ 38-101-330-73). Она легко наносится при температуре воздуха до – 30 °С. Смазка Р-2 (ТУ 38-101-332-73) предназначена для труб, эксплуатируемых в скважинах до 100 °С. Её легко наносить при температуре воздуха до – 5 °С. Трубы следует плавно направлять в муфту. Посадку трубы в муфту осуществляют осторожно, чтобы не повредить резьбу. Особенно осторожно нужно спускать двух- или трёхсекционные трубы. В этом случае целесообразно устанавливать на всех участках промежуточные опоры.

Свинчивание проводят с прикладыванием крутящих моментов, значения которых приведены в таблицах 5.15–5.17.

Таблица 5.15 – Рекомендованные крутящие моменты для свинчивания насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80 (группа прочности Д)

Условный диаметр трубы, м	Вращательный момент, Н·м	
	минимальный	максимальный
Гладкие трубы		
48	500	750
60	800	1100
73	1000	1500
89	1300	2200
102	1600	–
114	1700–2000	3200
Трубы с высаженными наружу концами		
73	–	2700

Таблица 5.16 – Рекомендованные крутящие моменты (Н·м) для свинчивания труб с муфтами зарубежных конструкций

Условный диаметр трубы, дюйм	Уровень	Группа прочности стали				
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	H-80	P-105
1	2	3	4	5	6	7
Соединение по стандартам АНИ на гладких трубах						
1,9	Минимальный	330	430	570	590	–
	Оптимальный	370	570	750	790	–
	Максимальный	470	690	940	970	–
$2\frac{3}{8}$	Минимальный	480	630	830	880	1330
	Оптимальный	650	840	1110	1170	1770
	Максимальный	810	1050	1380	1460	2210
$2\frac{7}{8}$	Минимальный	830	1090	1520	1660	1920
	Оптимальный	1110	1450	2030	2210	2560
	Максимальный	1380	1810	2540	2760	3200
$3\frac{1}{2}$	Минимальный	1160	1260	1660	1770	2720
	Оптимальный	1550	1670	2210	2350	3620
	Максимальный	1930	2090	2760	2940	4530
4	Минимальный	980	1280	1700	1810	–
	Оптимальный	1300	1710	2270	2400	–
	Максимальный	1630	2140	2830	301	–
$4\frac{1}{2}$	Минимальный	1370	1810	2390	3530	–
	Оптимальный	1820	2400	3180	3370	–
	Максимальный	228	3010	3980	4220	–
Соединение по стандартам АНИ на трубах с высаженными наружу концами						
1,9	Минимальный	690	910	1190	1270	–
	Оптимальный	930	1220	1590	1690	
	Максимальный	1160	1520	1990	2110	
$2\frac{3}{8}$	Минимальный	1020	1340	1770	1810	2350
	Оптимальный	1370	1780	2350	2490	3140
	Максимальный	1710	2220	2940	3110	3930
	Минимальный	1300	1710	2250	2390	3010

Продолжение таблицы 5.16

1	2	3	4	5	6	7
2⅞	Оптимальный	1730	2280	3000	3180	4020
	Максимальный	2160	2850	3750	3980	5030
	Минимальный	1800	2360	3120	3320	4200
3½	Оптимальный	2390	3150	4160	4420	6990
	Максимальный	2290	3940	5200	5530	–
	Минимальный	2020	2650	3510	4700	–
4	Оптимальный	268	3540	4690	6300	–
	Максимальный	3360	4420	5860	7880	–
	Минимальный	2240	2970	3930	4170	–
4½	Оптимальный	2990	3950	5230	5560	–
	Максимальный	3730	4400	6540	6950	–
Соединение ТС-45 фирмы «Atlas Bredford»						
2⅜	Оптимальный	–	1800	2760	2760	3320
2⅞	Оптимальный	–	2350	3500	3500	4150
3½	Оптимальный	–	3180	4420	4200	5670
4	Оптимальный	–	4150	5530	5530	6220
4½	Оптимальный	–	4010	5530	5530	6910
Соединение ТС-45 фирмы «Mannesmann»						
2⅜	Минимальный	–	1310	1310	1310	1310
	Максимальный	–	1510	1730	1730	1930
2⅞	Минимальный	–	1930	1930	1930	1930
	Максимальный	–	2070	2490	2490	3040
3½	Минимальный	–	3040	3040	3040	3040
	Максимальный	–	3460	4150	4150	4980
4	Минимальный	–	3180	3180	3180	3180
	Максимальный	–	4010	4980	4980	5940
4½	Минимальный	–	3180	3180	3180	3180
	Максимальный	–	4840	5940	5940	7190
Соединение АН фирмы «Valhrek»						
2⅜	Минимальный	–	1870	2490	2490	2760
	Оптимальный	–	1930	2760	2760	3040
	Максимальный	–	2210	3320	3320	3460
2⅞	Минимальный	–	3040	3460	3460	3460
	Оптимальный	–	3320	3730	3730	3730
	Максимальный	–	3460	4010	4010	4010
3½	Минимальный	–	3460	4560	4560	5940
	Оптимальный	–	4010	4980	4980	6500
	Максимальный	–	4560	5530	5530	7460
	Минимальный	–	3460	4560	4560	4560
4	Оптимальный	–	4560	5530	5530	5530
	Максимальный	–	5530	6500	6500	6500
	Минимальный	–	5530	5530	5530	5940
	Максимальный	–	6500	6500	6500	7050
4½	Оптимальный	–	5940	5940	5940	5940

Таблица 5.17 – Рекомендованные крутящие моменты (Н·м) для свинчивания безмуфтовых труб зарубежных конструкций

Условный диаметр трубы, дюйм	Уровень	Группа прочности стали				
		H-20	J-55 (K-55)	C-75	H-80	P-105
Безмуфтовые соединения по стандартам АНИ						
1,9	Минимальный	470	600	790	840	–
	Оптимальный	620	800	1050	1120	–
	Максимальный	770	1000	1310	1400	–
	Минимальный	590	770	1010	1060	–
2,063	Оптимальный	790	1020	1340	420	–
	Максимальный	980	1270	1670	1780	–
Соединение А-95 фирмы «Hydril»						
1,9	Оптимальный	–	830	–	1110	–
2,063	Оптимальный	–	970	–	1240	–
2⅜	Оптимальный	–	1520	–	1070	–
2⅞	Оптимальный	–	2070	–	2900	–
3½	Оптимальный	–	3460	–	4150	–
4	Оптимальный	–	4450	–	4840	–
4½	Оптимальный	–	4840	–	6220	–
Соединение С фирмы «Hydril»						
1,9	Оптимальный	–	830	1110	1110	1110
2,063	Оптимальный	–	970	1240	1240	1240
2⅜	Оптимальный	–	1520	2070	2070	2070
2⅞	Оптимальный	–	2070	2900	2900	2900
3½	Оптимальный	–	3460	4150	4150	4150
4	Оптимальный	–	4150	4840	4840	4840
4½	Оптимальный	–	4840	6220	6220	6220
Соединение РН-6 фирмы «Hydril»						
2⅜	Оптимальный	–	2210	3040	3040	3740
2⅞	Оптимальный	–	3040	4150	4150	4840
3½	Оптимальный	–	5530	7600	7600	9680
4	Оптимальный	–	5530	7600	7600	9680
4½	Оптимальный	–	6220	8200	8200	10370
Соединение А-95 фирмы «Atlas Bredford»						
2⅜	Оптимальный	–	1800	2760	2760	3320
2⅞	Оптимальный	–	2350	3590	3590	4150
3½	Оптимальный	–	3180	4420	4420	4670
4	Оптимальный	–	4150	5530	5530	6220
4½	Оптимальный	–	4010	5530	5530	6910
Соединение Д-НТ фирмы «Atlas Bredford»						
2,063	Оптимальный	–	830	1110	1110	1380
2⅜	Оптимальный	–	1520	1800	1800	2070
2⅞	Оптимальный	–	2210	2490	2490	3040
3½	Оптимальный	–	3040	3590	3590	4150
4	Оптимальный	–	3320	3870	3870	4420
4½	Оптимальный	–	3460	4150	4150	4840

Подъём труб

Колонну НКТ поднимают и насаживают на фланец плавно, без рывков. Трубные ключи устанавливают на тело трубы около муфты. При развинчивании соединений не рекомендуется отбивать муфту молотком. В случае необходимости наносят удар вблизи середины муфты плоской стороной молотка. После развинчивания резьбового соединения трубу выводят из муфты.

В вертикальном положении трубы устанавливают на прочную эластичную подкладку без защитных колец, в муфту ввинчивают предохранительные ниппеля. При укладке труб на мостках резьбовые концы защищают предохраняющими деталями (кольцами и ниппелями).

С целью обнаружения дефектных труб их тщательно осматривают при поднятии. Чтобы резьбовые соединения и тело трубы срабатывались равномерно, при каждом спускании и поднятии рекомендуется менять местами трубы верхней и нижней частей колонн.

После сильного натяжения колонны при разрыве пакера или освобождения колонны от прихвата все резьбовые соединения необходимо дозакрепить.

5.7.4 Подготовка труб для проведения операций по интенсификации добычи

Для проведения интенсификации добычи необходимо использовать НКТ, прочность которых проверена расчётами. Насосно-комирессорные трубы, предназначенные для гидроразрыва пласта, подвергаются гидроиспытанию под давлением, которое в 1,5 раза превышает давление гидроразрыва.

При проведении кислотной обработки необходимо использовать НКТ с покрытием либо применять для их защиты ингибиторы коррозии.

5.7.5 Причины аварий с НКТ

Обрывы в резьбе и теле труб объясняются:

несоответствием труб условиям эксплуатации;

неудовлетворительным качеством;

неправильной их нагрузкой и транспортировкой, а также хранением;

отсутствием предохранительных колец и ниппелей, применением неисправного спуско-подъёмного оборудования, трубных ключей, элеваторов);

протиранием резьбы и тела труб насосными штангами, частым обрыванием насосных штанг;

усталостным разрушением по последней нитке резьбы в месте соединения.

В этом случае рекомендуется в интервале разрушения устанавливать трубы с высаженными концами; не применять в колонне соединения, изготовленные с отклонениями от стандартов и технических условий. При паде-

нии колонны даже на небольшую глубину могут ослабевать все её соединения в нижней части. Тогда колонну необходимо поднять и тщательно проверить все соединения. Негерметичность соединения под действием внешнего или внутреннего давления объясняется такими основными причинами:

неправильным выбором смазки или неправильным её нанесением;

несоблюдением регламентированных значений крутящих моментов;

повреждением резьбы по неосторожности или из-за чрезмерного натяжения;

неправильной нарезки резьбы, её отработки.

Обрывы труб и их негерметичность могут быть спровоцированы также коррозией точечной, коррозией внутренней или внешней поверхностей, коррозийным и сульфидным растрескиванием, переменным напряжением и т.п. Оптимальные способы борьбы с коррозией определяются в каждом случае отдельно.

5.7.6 Примеры решения задач

Задача 5.1

Рассчитать двухразмерную колонну НКТ, находящуюся в скважине, полностью заполненной жидкостью, для следующих условий эксплуатации: плотность пластовой жидкости 900 кг/м^3, плотность материала труб 8660 кг/м^3; конструкция колонны: диаметры внешний и внутренний 88,9 и 76 мм, длина верхней секции 1710 м, диаметры внешний и внутренний 73 и 62 мм, длина нижней секции 1100 м.

Решение

1. Собственный вес комбинированной колонны с учётом (5.1):

$$P_{нкт} = \frac{3{,}14}{4}\cdot\left[0{,}0889^2 - 0{,}076^2\right]\cdot 1710\cdot 8660 + \frac{3{,}14}{4}\cdot\left(0{,}073^2 - 0{,}062^2\right)\times$$

$$\times 1100\cdot 8660 = 358{,}31\ \text{кН}.$$

2. Усилия разрушения резьбовых соединений для труб с гладкими концами определяем для верхней трубы, учитывая (5.2):

$$P' = \frac{3{,}14\cdot 0{,}0065\cdot 0{,}0876\cdot 380\cdot 10^6}{1+\dfrac{0{,}0876}{2\cdot 0{,}0473}\cdot \operatorname{ctg}\left(1{,}0625+0{,}306\right)} = 363{,}32\ \text{кН}.$$

Расчёт произведён для труб из стали группы прочности Д.

3. Усилия разрушения резьбовых соединений для труб с высаженными концами по (5.3):

$$P'' = \frac{3{,}14\cdot\left(0{,}0889^2 - 0{,}076^2\right)}{4}\cdot 380\cdot 10^6 = 634{,}484\ \text{кН}.$$

4. Допустимое усилие с учётом коэффициента запаса прочности (k = 1,5):

$$[P'] = \frac{P'}{k} = \frac{363{,}32}{1{,}5} = 242{,}213 \text{ кН},$$

$$[P''] = \frac{P''}{k} = \frac{634{,}484}{1{,}5} = 442{,}99 \text{ кН}.$$

5. Расчётное усилие в верхней трубе больше предельно допустимого для труб с гладкими концами и не превышает предельно допустимого усилия для труб с высаженными концами.

Задача 5.2

Выполнить расчёт по условию задачи 1 для труб, изготовленных по стандарту АНИ.

Решение

1. Находим усилия в верхнем сечении колонны НКТ по методике, изложенной в задаче 1:

$$P_{нкт} = 358{,}31 \text{ кН}.$$

2. Наименьшее давление смятия для каждой секции (сталь группы прочности Н-40) по (5.4):

$$P_{см\,88{,}9} = 0{,}75 \cdot 352 \cdot 10^6 \cdot \left[\frac{2{,}503}{\frac{0{,}0889}{0{,}0065}} - 0{,}046 \right] = 36{,}170 \text{ МПа},$$

$$P_{см\,73} = 0{,}75 \cdot 352 \cdot 10^6 \cdot \left[\frac{2{,}503}{\frac{0{,}073}{0{,}055}} - 0{,}046 \right] = 37{,}642 \text{ МПа}.$$

Предельное значение давления в трубах с учётом коэффициента запаса прочности сопротивления смятию по (5.8):

$$P'_{см\,88{,}9} = 1{,}25 \cdot 36{,}170 = 45{,}213 \text{ МПа},$$

$$P''_{см\,73} = 1{,}25 \cdot 37{,}642 = 47{,}053 \text{ МПа}.$$

4. Минимальное предельное значение внутреннего давления, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, в соответствии с (5.9):

$$P_{вн\,88{,}9} = \frac{0{,}875 \cdot 2 \cdot 0{,}0065 \cdot 281 \cdot 10^6}{0{,}0889} = 35{,}955 \text{ МПа}$$

$$P_{вн\,73} = \frac{0{,}875 \cdot 2 \cdot 0{,}0055 \cdot 281 \cdot 10^6}{0{,}073} = 37{,}05 \text{ МПа}.$$

5. Наименьшее предельное значение давления в трубах составляет

35,955 МПа. Эксплуатационное давление не должно превышать этого значения.

6. Определяем предельное усилие растяжения для трубы верхней секции колонны:

$$P_{m\,88,9} = 281 \cdot 10^6 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}0889^2 - 0{,}076^2\right) = 469{,}184 \text{ кН}.$$

7. Предельное усилие растяжения больше действующей нагрузки на колонну, следовательно, выбранная конструкция колонны соответствует условиям эксплуатации.

Задача 5.3

Определить конструкцию колонны НКТ, исходя из соблюдения требований к прочности на растяжение. Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны 122 мм, глубина скважины 1600 м.

Решение

1. Разрушающее усилие для гладких труб с внешним диаметром 73 мм и внутренним диаметром 62 мм, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 5.12):

$$P' = 294 \text{ кН}.$$

2. Масса и вес 1 м трубы (см. табл. 5.7):

$$g = 9{,}46 \text{ кг}; \; q = 94{,}6 \text{ Н}.$$

3. Допустимая глубина подвески колонны по (5.11):

$$L_{доп} = \frac{294 \cdot 10^3 - 1{,}4 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}073^2 - 0{,}062^2\right) \cdot 40 \cdot 10^6}{1{,}4 \cdot 94{,}6} = 1727 \text{ м}.$$

4. Фактическая глубина скважины не превышает допустимой глубины подвески, значит, принятая конструкция колонны удовлетворяет требованиям к прочности на растяжение.

Задача 5.4

Определить конструкцию колонны НКТ для скважины с минимальным внутренним диаметром обсадных труб 140 мм и глубиной 4000 м.

Решение

1. Предварительно принимаем следующую конструкцию колонны НКТ: верхняя секция – внешний диаметр 88,9 мм, внутренний диаметр 76 мм; нижняя секция – внешний диаметр 73 мм, внутренний диаметр 62 мм.

2. Разрушающее усилие для гладких труб нижней секции, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 5.12)

$$P' = 294 \text{ кН}.$$

3. Вес 1 м трубы нижней секции (см. табл. 5.7)

$$q = 94{,}6 \text{ Н}.$$

4. Длина нижней секции по (5.11):

$$L_{доп} = \frac{294 \cdot 10^3 - 1{,}4 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}073^2 - 0{,}062^2\right) \cdot 40 \cdot 10^6}{1{,}4 \cdot 94{,}6} = 1727 \text{ м}.$$

5. Усилие разрушения для гладких труб средней секции, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 5.12):

$$P' = 762{,}5 \text{ кН}.$$

6. Вес 1 м труб секции (см. табл. 5.7)

$$q = 136{,}7 \text{ Н}.$$

7. Длина верхней секции по (5.12)

$$L_{доп} = \frac{762{,}5 \cdot 10^3 - 1{,}4 \cdot 294 \cdot 10^3 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}0889^2 - 0{,}076^2\right)}{1{,}4 \cdot 136{,}7 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}073^2 - 0{,}062^2\right)} = 2626 \text{ м}.$$

8. Фактическая длина верхней секции

$$L_{ф} = 4000 - 1727 = 2273 \text{ м}.$$

9. Фактическая длина верхней секции не превышает предельно допустимой. Таким образом, принятая конструкция колонны удовлетворяет требованиям к прочности на растяжение.

Задача 5.5

Выполнить расчёт одноразмерной колонны НКТ, находящейся в скважине, частично заполненной пластовой жидкостью. Плотность пластовой жидкости 900 кг/м^3; плотность материала труб 8660 кг/м^3; колонна диаметром 88,9 мм спущена в скважину глубиной 1600 м (см. рис. 5.14, *б*); уровень размещения свободной поверхности жидкости в скважине $H = 920$ м.

Решение

1. Вес одноразмерной колонны по (5.1)

$$P_{нкт} = \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}0889^2 - 0{,}076^2\right) \cdot 1600 \cdot 8660 = 321{,}027 \text{ кН}.$$

2. Усилие разрушения резьбовых соединений с гладкими концами по (5.2)

$$P' = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}0065 \cdot 0{,}08756 \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + \frac{0{,}08756}{2 \cdot 0{,}0473} \cdot \operatorname{ctg}\left(0{,}0625 + 0{,}306\right)} = 570{,}747 \text{ кН}.$$

3. Усилие разрушения резьбовых соединений для труб с высаженными концами по (5.3)

$$P'' = \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}0889^2 - 0{,}076^2\right) \cdot 380 \cdot 10^6 = 632{,}396 \text{ кН}.$$

4. Действующее усилие, возникающее в верхней части колонны, не превышает предельно допустимого.

Задача 5.6

Определить допустимый уровень раствора в колонне НКТ во время испытания пластов. Испытатель пластов размещён на глубине 5000 м. Плотность раствора 1200 кг/м^3. Колонна одноразмерная диаметром 73 мм (см. рис. 5.14, *г*). Необходимое снижение уровня жидкости в НКТ 2500 м. Подбираем трубы соответствующей группы прочности.

Решение

1. Определяем допустимый уровень снижения жидкости в трубах. Для стали группы прочности Н-40 получим

$$L_m = 5000 - \frac{36{,}8 \cdot 10^6}{1200 \cdot 9{,}81} = 1874 \text{ м}.$$

2. Глубина уровня жидкости в скважине

$$5000 - 1874 = 3126 \text{ м}.$$

3. По условию задачи трубы группы прочности Н-40 могут выдержать необходимое снижение уровня жидкости в скважине.

Задача 5.7

Рассчитать колонну НКТ, размещённую над пакером. Глубина размещения пакера 3670 м; диаметр скважины 120 мм; усилие раскрытия пакера 80,09 кН; внешний диаметр трубы 73 мм, внутренний – 62 мм, плотность раствора 1200 кг/м^3, плотность материала трубы 8660 кг/м^3.

Решение

1. Усилие растяжения в верхнем сечении колонны в соответствии с (5.20):

$$P = \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}073^2 - 0{,}062^2\right) \cdot 3670 \cdot 8660 - \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}073^2 - 0{,}062^2\right) \cdot 3670 \cdot 1200 -$$

$$- 80{,}09 \cdot 10^3 = 239{,}06 \text{ кН}.$$

2. Усилие растяжения не должно превышать предельного значения (см. табл. 5.12). Для труб с высаженными наружу концами диаметром 73 мм, изготовленных из стали группы прочности Д, предельное усилие растяжения равно 443 кН.

3. Длина сжатой части колонны по (5.22)

$$L_{сж} = \frac{80{,}09 \cdot 10^3}{9{,}81 \cdot 9{,}53 \cdot \left(1 - \dfrac{1200}{8660}\right)} = 995 \text{ м}.$$

4. Напряжение сжатия в нижнем сечении колонны по (5.21)

$$\sigma_{сж} = \frac{995 \cdot 9{,}81 \cdot 9{,}53}{\dfrac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}073^2 - 0{,}062^2\right)} = 79{,}8 \text{ МПа}.$$

5. Действующее напряжение сжатия не превышает предельного значения $79{,}8 < 160$.

6. Экваториальный момент инерции по (5.17)

$$I = 0{,}05 \cdot \left(0{,}073^4 - 0{,}062^4\right) = 0{,}68 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

7. Осевой момент сопротивления на изгиб по (5.18)

$$W = \frac{2 \cdot 0{,}68 \cdot 10^{-6}}{0{,}073} = 18{,}63 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

8. Длина полуволны прогиба по (5.19)

$$L_n = 5{,}98 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}68 \cdot 10^{-6}}{80{,}09 \cdot 10^3}} = 7{,}793 \text{ м}.$$

9. Изгибающее напряжение по (5.16)

$$\sigma_{изг} = \frac{3{,}14 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}68 \cdot 10^{-6} \cdot \left(0{,}120 - 0{,}073\right)}{2 \cdot 7{,}793^2 \cdot 18{,}63 \cdot 10^{-6}} = 27{,}85 \text{ МПа}.$$

10. Изгибающее напряжение не превышает предельного значения $[\sigma]_{изг} = 160$ МПа.

Задача 5.8

Рассчитать колонну НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–

2514 м, т.е. наибольшая глубина самого нижнего вырабатывающегося отверстия H_{an} = 2514 м. На предприятии имеются неравнопрочные 73-мм НКТ из стали группы прочности М.

Коэффициент запаса прочности труб принимаем k = 1,5. Ожидаемое давление на устье во время ГПП соответственно с расчётами $p_г$ = 50,8 МПа. ГПП проводят с использованием водопесчаной смеси. Плотность $\rho_{см}$ = = 1030 кг/м^3.

Решение

1. Рассчитаем допустимую глубину спуска труб по формуле (5.23), данные о характеристике труб получаем из таблицы 5.12:

$$L_1 = \frac{\left[1000 \cdot \frac{580}{1{,}5}\right] - 10^{-6} \cdot 50{,}8 \cdot 0{,}003014}{9{,}8 \cdot (9{,}46 - 0{,}00117 \cdot 1030)} = 2891 \text{ м}.$$

Поскольку по условию (5.26) L > 2514 м, то для ГПП применяем одноразмерную колонну неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности М длиной 5214 м.

2. Рассчитываем удлинение труб по формуле (5.27):

$$\Delta\ell_m = \frac{50{,}8 \cdot 0{,}003014 \cdot 2514}{2 \cdot 0{,}00117 \cdot 2{,}1 \cdot 10^5} = 0{,}78 \text{ м}.$$

3. Определяем длину труб с учётом их удлинения и длины АП до наиболее низкой насадки, применив формулу (5.28):

$$L_{an} = 2514 - 0{,}78 - 0{,}3 - 0{,}5 = 2512{,}42 \text{ м}.$$

Задача 5.9

Рассчитать конструкцию НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м. Наибольшая глубина самого нижнего отверстия 2514 м. В распоряжении предприятия имеются 2000 м неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности К и 2000 м – из стали группы прочности М-80. Коэффициент запаса прочности труб принимаем равным 1,5. Ожидаемое давление на устье во время ГПП в соответствии с расчётами примера p_y = 50,8 МПа. ГПП проводят с использованием водопесчаной смеси ($\rho_{см}$ = 1030 кг/м^3).

Решение

1. Рассчитаем допустимую глубину спуска труб по формуле (5.23):

$$L_1 = \frac{\left[1000 \cdot \frac{387}{1{,}5}\right] - 10^{-6} \cdot 50{,}8 \cdot 0{,}003014}{9{,}8 \cdot (9{,}46 - 0{,}00117 \cdot 1030)} = 1296 \text{ м}.$$

Запланированная длина труб верхней секции по условию (5.25)

$$L_в = 2514 - 1296 = 1218 \text{ м}.$$

В соответствии с (5.24) принимаем

$$L_н = L_1 = 1296 \text{ м}.$$

2. Определяем допустимую глубину спуска труб из стали группы прочности М-80 по уравнению (5.23):

$$L_2 = \frac{\left[1000 \cdot \frac{460}{1{,}5}\right] - 10^{-6} \cdot 50{,}8 \cdot 0{,}003014}{9{,}8 \cdot (9{,}46 - 0{,}00117 \cdot 1030)} = 1888{,}8 \text{ м}.$$

Поскольку $L_в < H_{an}$ – 2514 м, то можно использовать лишь часть труб М-80 для верхней секции: $L_2 - L_1$ = 1888,8 – 1296 = 592,8 м, а это меньше, чем нужно $L_в$ = 1218 м.

Значит, две секции будут иметь длину

$$L = L_1 + (L_2 - L_1) = 1296 + (1888{,}8 - 1296) = 1888{,}8 \text{ м},$$

что меньше глубины проведения работ.

Таким образом, произвести ГПП с трубами, имеющимися в распоряжении предприятия, невозможно.

Задача 5.10

Рассчитать конструкцию НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м. Наибольшая глубина самого нижнего отверстия 2514 м. В распоряжении предприятия имеются 2000 м неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности К и 2000 м из стали группы прочности М-80, а также дополнительно 1000 м 73-мм неравнопрочных труб (Р-105). Коэффициент запаса прочности труб принимаем равным 1,5. Ожидаемое давление на устье во время ГПП в соответствии с расчётами примера $p_г$ = = 50,8 МПа. ГПП проводят с использованием водопесчаной смеси плотностью $\rho_{см}$ = 1030 кг/м^3. Необходимо проверить, возможно ли нарастить двухсекционную колонну дополнительными трубами.

Решение

1. Рассчитываем допустимую глубину спуска труб из стали группы прочности Р-105 по формуле (5.23). Данные о характеристике труб берём из таблицы 5.12:

$$L_3 = \frac{\left[1000 \cdot \frac{460}{1{,}5}\right] - 10^{-6} \cdot 50{,}8 \cdot 0{,}003014}{9{,}8 \cdot (9{,}46 - 0{,}00117 \cdot 1030)} = 3299 \text{ м}.$$

Поскольку $L_3 > H_{an}$, мы можем наращивать двухсекционную колонну труб, принимая во внимание решение задачи 5.9, третьей секцией:

$$L_3 = H_{an} - L_2 = 2514 - 1888{,}8 = 625{,}5 \text{ м}.$$

2. Уточним конструкцию колонны 73-мм неравнопрочных труб снизу вверх:

$$H_{an} = 1296 \text{ (К)} + 592{,}8 \text{ (М-80)} + 625{,}2 \text{ (Р-105)} = 2514 \text{ м}.$$

3. Необходимую длину труб с учётом удлинения, длины АП и муфты ГК (НКГ) рассчитываем по формуле (5.28) аналогично задаче 5.8:

$$L_{an} = 2514 - 0{,}78 - 0{,}3 - 0{,}5 = 2512{,}42 \text{ м}.$$

Глава 6.
ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Вскрытие продуктивных пластов проводится дважды: *первичное* – в процессе бурения, *вторичное* – перфорацией после крепления скважины обсадной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах – одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от неё зависит дальнейший успех испытания и получения притока пластового флюида.

В общем случае при вторичном вскрытии пластов перфорацией необходимо преодолеть слой скважинной жидкости (5–10 мм), стенку стальной трубы (6–12 мм), толщину цементного камня (в зависимости от фактического диаметра скважины 25–50 мм и более), а также толщину зоны призабойной закупорки коллектора, которая в зависимости от типа коллектора и влияния на него отрицательных факторов вскрытия бурением может находиться в пределах от 40–50 до 100–150 мм и более. Таким образом, главное предназначение процесса перфорации – преодолеть указанные препятствия и установить гидродинамическую связь со скважиной, а также обеспечить эффективность проведения различных мероприятий по интенсификации притоков и увеличению проницаемости призабойной зоны.

Для перфорации используют стреляющие и гидропескоструйные перфораторы. За последние годы находят всё более широкое применение сверлильные перфораторы и различные прорезающие приспособления, позволяющие образовывать в обсадных колоннах и цементном камне разные щели. В практике находит применение химическое растворение алюминиевых или медных втулок, устанавливаемых в той части обсадной колонны, которая размещается в интервале залегания продуктивных отложений.

6.1 Пулевая перфорация

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счёт энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энер-

гию на выходе из неё, пробивают препятствие. В перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, ещё недавно применявшихся, оси стволов направлены перпендикулярно оси перфоратора, а следовательно, и скважины. В этих перфораторах длина ствола, в котором пули разгоняются под давлением пороховых газов, очень ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из отверстия ствола недостаточна для получения в породе каналов большой длины. Новыми среди пулевых перфораторов являются перфораторы с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых пули разгоняются по стволам значительной длины, размещённым вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400–500 против 60–70 мм в перфораторах с горизонтальным размещением стволов, а скорость пули на выходе из дула достигает 900–1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4–5 раз выше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, то кинетическая энергия, которую получает пуля на выходе из ствола, больше в 10 раз и достигает 4000 кН. Поэтому указанные перфораторы имеют пробивную способность, которую можно сравнить с пробивной способностью кумулятивных перфораторов такого же поперечного размера при отстрелах в породах средней прочности.

Для вторичного вскрытия применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (диаметры 90, 73, 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм. В перфораторах типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравновешивания сил реакции парные стволы идут от общих пороховых камер навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по противоположным направлениям. В одноканальном многосерийном перфораторе ПВК70 ствол проходит вдоль оси перфоратора и в нём используются пули с увеличенными диаметром и массой.

Длина канала, пробиваемого пулей в породе средней прочности, составляет 140 мм для ПВН90 и ПВН90Т, 180 мм для ПВТ73 и 200 мм для ПВК70. Учитывая, что пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, длина каналов в породах низкой и средней прочности, создаваемых пулевыми перфораторами, больше длины каналов, создаваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности (50 МПа) – наоборот, меньше. Поэтому целесообразнее применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, составленных слабосцементированными, непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию при вхождении в породу пули эффективность вскрытия будет во многом зависеть от количества и длины трещин. С этой точки зрения большее предпочтение пулевым перфораторам следует отдавать при вскрытии сы-

пучих пород. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше кумулятивного корпусного, применение его нежелательно при качественном цементировании обсадной колонны, при наличии близких водоносных горизонтов. Следует также учесть, что продуктивность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными, так как за один спуск они могут вскрыть лишь до 2–3 м пласта с плотностью до пяти отверстий на 1 м.

6.2 Кумулятивная перфорация

Механизм образования кумулятивной струи следующий. При взрыве вещества в виде цилиндрического заряда происходит почти мгновенное превращение его в газоподобные продукты, которые разлетаются во все стороны в направлениях, перпендикулярных поверхности заряда. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации части заряда, называющиеся активной частью и движущиеся к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется кумулятивной струёй (рис. 6.1). Если углубление в заряде облицовано тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль её оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягчённого металла, который выделяется из металлической облицовки. Имея очень высокую скорость в главной части (6–8 км/с), при ударе о твёрдую перепонку струя развивает такое давление, под воздействием которого наиболее прочные материалы разрушаются. Для большинства зарядов давление кумулятивной струи на перепонку составляет 20–30 ГПа, в то время как граница прочности горных пород в 400–600 раз меньше.

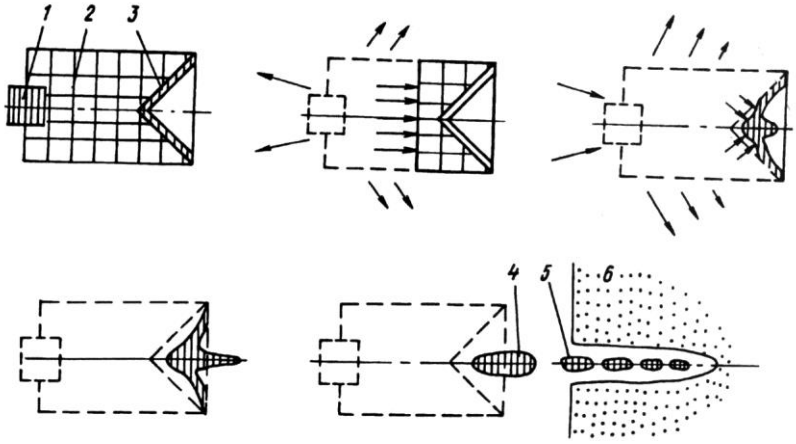


Рисунок 6.1 – Схема распределения кумулятивной струи:
1 – заряд; 2 – продукты детонации; 3 – металлическая облицовка;
4, 5 – кумулятивная струя; 6 – порода

По гидродинамической теории кумуляции (М.А. Лаврентьев и Г.И. Покровский) длина пробитого канала в перепонке $\ell_к$ не зависит от

механической прочности материала перегородки, а определяется только соотношением плотностей материала струи ρ_c и перегородки ρ_n:

$$\ell_к = \ell_c \cdot \left(\frac{\rho_c}{\rho_n} \right)^{\frac{1}{2}}, \tag{6.1}$$

где ℓ_c – длина кумулятивной струи, для большинства зарядов равна длине образовавшегося кумулятивного углубления.

Н.Г. Григорян уточнил эту формулу и привёл её к виду

$$\ell_к = \ell_c \cdot \left(\frac{\rho_c}{\rho_n} \cdot \frac{2 \cdot \sigma_д}{\rho_n \cdot \upsilon_c^2} \right)^{\frac{1}{2}}, \tag{6.2}$$

где $\sigma_д$ – динамическое значение прочности перепонки; υ_c – скорость встречи струи с перепонкой.

Таким образом, длина канала в перегородке при проникновении в неё кумулятивной струи почти не зависит от прочности перегородки, благодаря чему кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов с наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте носит следующий характер. При разрушении металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит лишь 10 % её массы. Остальная её часть формируется в стержне сигароподобной формы, который называется пестом и двигается со скоростью около 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем главная часть струи, пест может застрять в уже образовавшемся канале и частично или даже полностью закупорить его. Лабораторные эксперименты показывают, что около 15 % всех перфорационных каналов полностью закупорены застрявшим в обсадной колонне пестом. При проникновении струи в перепонку расширение канала происходит за счёт бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Поэтому диаметр канала обычно больше диаметра собственно струи. Но за счёт этих процессов происходит изменение структуры порового пространства породы в зоне вокруг перфорационного канала. При этом в зависимости от свойств породы и условий в скважине в момент перфорации может иметь место как уплотнение породы вокруг канала, так и его разрыхление. Это объясняется тем, что после прохождения волны сжатия в породе происходит смыкание порового пузыря в образовавшемся перфорационном канале. Вследствие этого обратная волна (волна растяжения) может вызвать зону разрушения породы, которая значительно превышает первичный размер канала, если прочность породы на растяжение мала. Так, при отстрелах по слабосцементированным песчаникам при среднем диаметре отверстия в породе 10 мм зона разрушения породы мо-

жет достигать 20–35 мм. В случаях, когда порода имеет большой предел прочности на растяжение, происходит уплотнение породы вокруг канала с той или иной степенью уменьшения прочности.

Хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900–1000 °С), плавление горной породы не происходит из-за чрезвычайно короткого времени образования канала (менее 100 мкс). Поэтому стенки канала не имеют следов плавления.

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимое условие – отсутствие в кумулятивной полости заряда любой жидкости, иначе от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие. Поэтому кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путём размещения их в индивидуальные герметические оболочки (бескорпусные перфораторы) или в общие герметические корпусы (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы обеспечивают наименьшее нежелательное воздействие на обсадную колонну и затрубное цементное кольцо, так как основную часть энергии взрыва заряда воспринимает на себя корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфораторы делятся на корпусные многоразового (ПК) и корпусные одноразового (ПКО) использования. В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и многократные взрывные нагрузки, поэтому толщина его должна быть больше, чем в перфораторах типа ПКО. Это приводит к тому, что при одних и тех же габаритах перфоратора в ПК масса заряда меньше, чем в ПКО. Из перфораторов типа ПК наиболее распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПКО89, ПКО73.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорять проведение прострелочно-взрывных работ, так как за один спуск перфоратора может быть вскрыто 30 м пласта. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно выполнять вторичное вскрытие пластов, спуская их внутрь насосно-компрессорных труб. Однако степень действия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно больше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, после взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединяющих деталей, которые позже могут привести к осложнениям при эксплуатации скважины.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах наиболее распространены перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в вылитых алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, которые образуются при отстреле зарядов наиболее распространённых кумулятивных перфораторов в

поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по одинаковым целям с породой прочностью на одноосное давление 45 МПа, показаны на рисунке 6.2.

В таблицах 6.1–6.3 приведены классификация типов кумулятивных перфораторов, области применения стреляющих перфораторов и комплекс стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов.

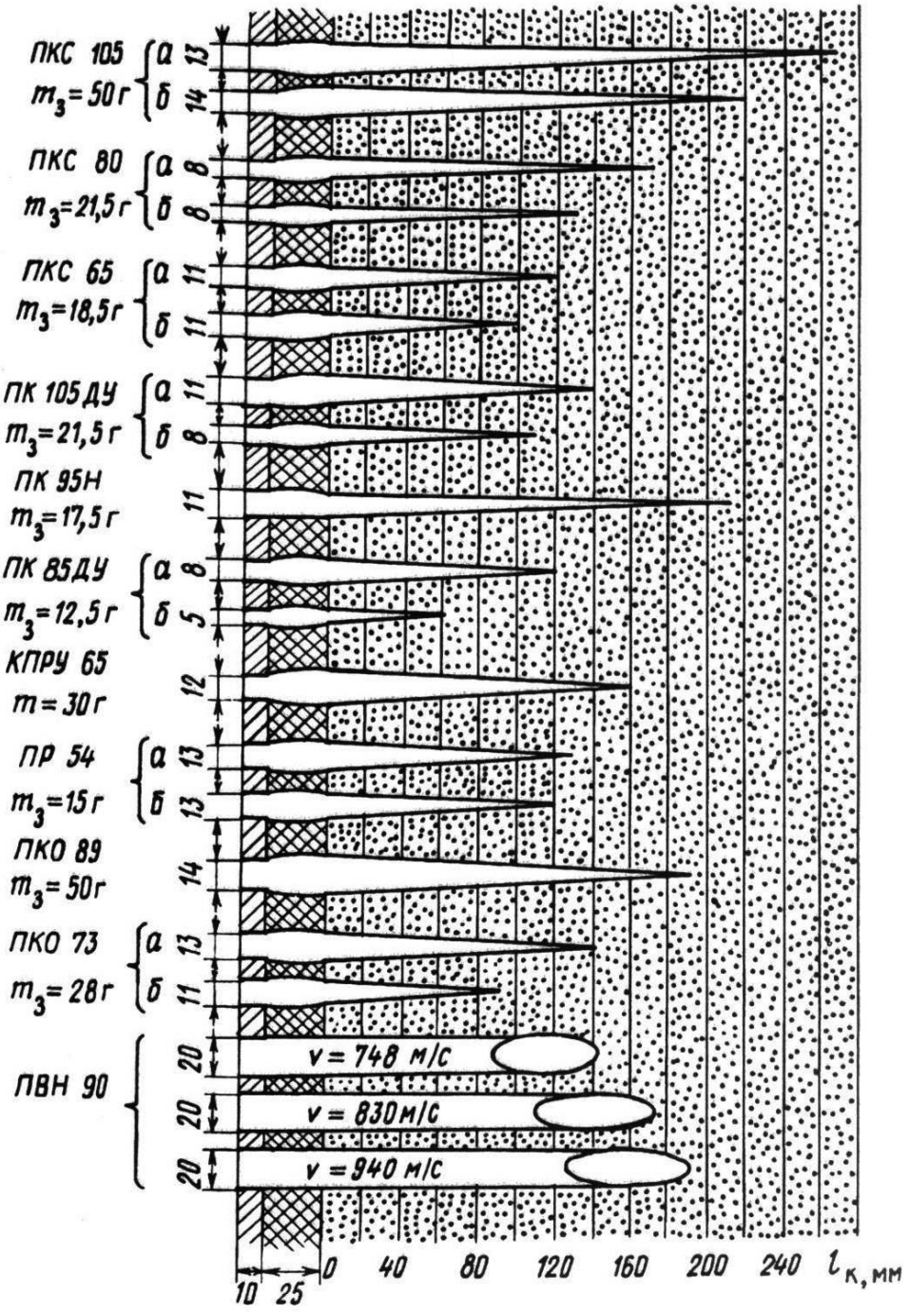


Рисунок 6.2 – Размеры перфорационных каналов при давлении атмосферном (*а*) и 30 МПа (*б*)

Таблица 6.1 – Классификация кумулятивных перфораторов

Класс	Тип	Марка	Особенности
1	2	3	4
Корпусные	Многоразового использования	ПК	С зарядами в бумажных оболочках
		ПК-10×4	Четырёхстороннего действия
		ПКДУ	С повышенной термобаростойкостью
		ПКН	С зарядами повышенной пробивной способности и проходимости в цинковых оболочках
		ПКО	Секционные с корпусной трубой
	Одноразового использования	ПКОТ	С опорными трубами и повышенной термобароустойчивостью
		ПКОС	С опорными втулками
		ПКН	Спускаются на НКТ
Бескорпусные	Частично саморазрушающиеся	ПНКТ	То же с повышенной термобаростойскость
		ПКС	С зарядами в стеклянных оболочках
	Ленточные	ПКС-Т	С зарядами в стеклянных упрочнённых или стальных оболочках (с повышенной термобаростойкостью)
	Штанговые	ПРВ	Для водяных скважин большого диаметра
		ПРГ	То же для газовых скважин
	Полностью разрушающиеся нераскрываемые	КПРУ	С зарядами в алюминиевых оболочках, усовершенствованные
		ПР	То же с вмонтированной системой детонации, спускаются через НКТ или бурильные трубы с минимальным внутренним диаметром 50–62 мм
	Полностью разрушающиеся раскрываемые	ПКР	

Таблица 6.2 – Области применения стреляющих перфораторов

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
1	2	3	4
Корпусные кумулятивные перфораторы	Многоразового использования	ПК, ПКДУ, ПКН, ПК-10×4	Вскрытие пластов: 1) сравнительно небольшой толщины на средних глубинах; 2) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 3) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 4) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4
	Одноразового использования		Вскрытие пластов: 1) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 3) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются
		ПКО	Вскрытие пластов большой толщины на средних глубинах
		ПКОТ, ПКОС	Вскрытие пластов на больших глубинах при значительных давлениях
		ПКОС-38 ПКОС-48	Прострел бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб при необходимости восстановления циркуляции жидкости в скважине
Корпусные кумулятивные перфораторы	Одноразового использования	ПНК, ПНКТ	Вскрытие пластов при созданной депрессии на пласт и герметизированном устье скважины (без применения кабеля и лубрикаторов)
	Многоразового использования с зарядами четырёхстороннего действия	ПК 103-10×4 ПК 85×10×4	Прострел густой сетки отверстий в обсадной колонне при проведении изоляционных работ в скважине
Бескорпусные кумулятивные перфораторы	Частично разрушающиеся: ленточные штанговые	ПКС, ПКС-Т ПРВ, ПРГ	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями
	С поднимающимся каркасом	ПКС, ПКС-Т	Вскрытие пластов: 1) мощных; 2) когда нежелательно оставлять в скважине стёкла оболочек, зарядов и другие детали перфораторов

Окончание таблицы 6.2

1	2	3	4
	Полностью разрушающиеся:		Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения обсадной колонны и затрубного цементного камня); 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями
	нераскрывающиеся раскрывающиеся	КПРУ, ПР ПКР	Прострел бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб с целью восстановления циркуляции жидкости в скважине
Пулевые перфораторы	С вертикально-криволинейными стволами	ПВН, ПВК, ПВТ	Вскрытие пластов: 1) представленных малопроницаемыми породами ниже средней прочности; 2) с сильной загрязнённой призабойной зоной
	С горизонтальным размещением стволов	АПХ, ППМ, ПБ	Вскрытие пластов: 1) представленных слабосцементированными песчаниками, через одну колонну труб при нормальной толщине затрубного цементного камня (при отсутствии заполненных цементом каверн); 2) вскрытие после прострела стенок скважины кумулятивными перфораторами пластов, представленных породами средней твёрдости, особенно перед ГРП, солянокислотной обработкой, так как дополнительная стрельба пулями может привести к образованию в породе трещин, которые объединят каналы, созданные пулями и кумулятивными струями
Торпедные перфораторы	С горизонтальным размещением стволов залпового действия	ТПК, ТПМ	Вскрытие пластов, составленных малопроницаемыми породами средней прочности, в которых целесообразно создать каверны и трещины с целью повышения проницаемости прискважинной зоны пласта

Таблица 6.3 – Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметры	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ 70, ПВТ 73
	Корпусные					Бескорпусные			
	ПК 85ДУ, ПК 105ДУ	ПК 80Н, ПК 95Н	ПНКТ 73, ПНКТ 89	ПКО 73, ПКО 98	ПКОТ 73, ПКОТ 879	ПКСУЛ 80, ПКСУЛ 80-1, ПКС105У	ПР 43, ПР 54	КПРУ 65	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45 (сталь Е) 70	120 (сталь Е)	50,80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	–	–	10	20 (ЗПКО 73) 10 (ЗПКО73Е) 20 (ЗПКО 89) 10 (ЗПКО89Е)	40 50	10 10	–	–	–
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	$\frac{1}{1-2}$	1–3	1–3	1–3	1–3	1–3	$\frac{1}{1-2}$	1–2	1–3
Репрессия («+»)	+		+	+	+	+	–	–	+
Депрессия («–»)			–				+	+	
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60 (100 °С) 20 (100 °С)* 45 (100 °С)* 15 (100 °С)	40 (100 °С) 20 (100 °С) 30 (100 °С) 15 (100 °С)	100*	100	300	12 10
Максимальная плотность за спуск, отверстие/м	12	12	6	10 6 (ЗПКО 89) *10 (ЗПКОО89Е)	10	6 11 6	10	8	2

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Полная длина** канала в комбинированной машине при твёрдости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твёрдости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	9	25 20

Примечание.

*Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ должно устанавливаться в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

** Комбинированная мишень состоит из стальной (ст. 3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственного песчаника с твёрдостью по штампу не менее 700 МПа.

Чтобы выявить поведение цементного камня, твердеющего при различных температурах и давлениях, в процессе кумулятивной и пулевой перфорации, в ГрозНИИ в 1956 году была проведена специальная работа. Одновременно изучалось влияние механической прочности цементного камня на сопротивляемость простреливанию его перфораторами. Для указанной цели изготовлялись образцы из цементного раствора, твердевшие заданное время в требуемых условиях.

Основная часть опытов производилась с образцами диаметром 228 мм при высоте 85 мм и диаметром 65 мм при высоте 60 мм. Со стороны, обращённой к перфоратору, устанавливалась стальная крышка толщиной 10 мм. Большие формы имели толщину стенки 8 мм, меньшие – 4 и 7 мм. Водоцементное отношение принято равным 0,5. Образцы в формах большого размера твердели только при температуре 22 и 75 °С, меньшие – при 22, 75, 110, 140 и 200 °С, при различных давлениях (10, 30 и 50 атм.). Сроки твердения были приняты от 3 до 96 часов. В основном использовался цемент Карадагского завода и для проверки результатов испытания производились опыты с цементом Новороссийского завода «Октябрь» и со смесью его с карадагским цементом. Эти опыты не внесли ощутимой разницы в результаты, поэтому в дальнейшем описание работ и выводы будут касаться образцов из цемента Карадагского завода. Во всех случаях (кроме одного) цементы удовлетворяли требованиям ГОСТ 1581-42. Для получения сопоставимых результатов режимы нагревания и охлаждения автоклавов приняты одинаковыми, а время от момента извлечения образца из ванны или автоклава до момента простреливания равнялось 1,0–1,5 часа.

Образцы простреливались кумулятивными (ПК-103) и пулевыми (ССП-4 1/4") перфораторами. В дальнейшем вместо кумулятивных перфораторов использовались кумулятивные шашки, установленные на 20-мм муфте, для устранения уменьшения интенсивности прострела. Одинаковые образцы простреливались дважды, в отдельных случаях трижды. Формы с цементным камнем помещались на бетонное основание вверх стальной пластиной, над ними устанавливался перфоратор, и образцы простреливались. Крышка на форме выполняла роль колонны, бетонное основание – роль стенки скважины. После простреливания образцы разрезались и изучались.

Во всех случаях диаметр пулевого отверстия в колонне при простреливании перфоратором ССП-4 1/4", был больше отверстия, образованного кумулятивным перфоратором ПК-103. При использовании пулевых и кумулятивных перфораторов образцы из цементного камня разрушались не одинаково.

На рисунке 6.3 (прострел сверху) представлены образцы, твердевшие при температуре 22 °С. Образцы *а, б* и *в,* твердевшие соответственно 48, 24 и 12 часов, были прострелены пулевым перфоратором. Образцы *г* и *д,* твердевшие 48 и 24 часа, – кумулятивными.

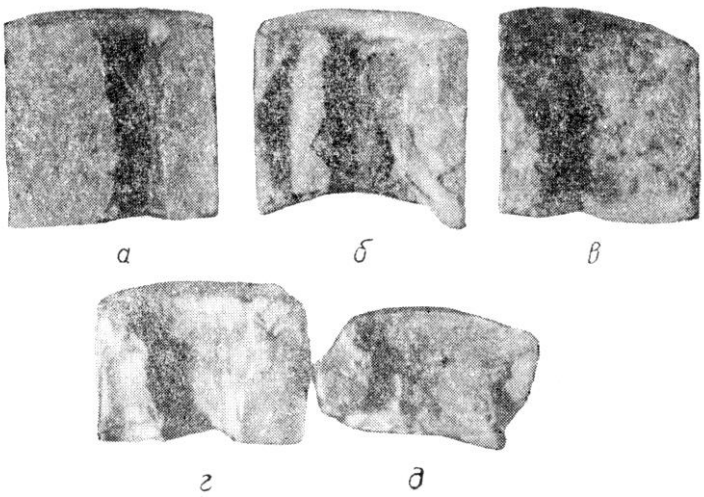


Рисунок 6.3 – Перфорация цементных образцов

В результате простреливания трещин не наблюдалось. В более слабом камне при неплотной установке (без «заделки») образца на бетонном основании на стороне выхода пули (образец 2) часть цементной массы отслаивалась под углом к оси примерно 70°. С уменьшением механической прочности образцов как при пулевой, так и при кумулятивной перфорации диаметр отверстия возрастал, а поверхность канала становилась менее ровной.

С увеличением температуры до 75 °С при пулевой (рис. 6.4) и кумулятивной (рис. 6.5) перфорации каналы имели более правильную форму, что объясняется увеличением механической прочности образцов: образец *а*, твердевший 6 часов, имел предел прочности на изгиб (сжатие) 25,3 (79,5) кГ/см^2. Характер поверхности канала у него примерно такой же, как и у образца *а* (рис. 6.5), твердевшего 48 часов при 22 °С. Образец *б* (рис. 6.4), твердевший 24 часа при 75 °С, имел прочность на изгиб (сжатие) 54,1 (150) кГ/см^2. Его отверстие было более правильным, напоминающим сверленое. Кумулятивная перфорация существенных изменений не внесла, не считая увеличения диаметра отверстия. На образце *а* (рис. 6.5) прослеживаются линии под углом 60–70° к вертикали (вход пули сверху). По ним происходит отрыв цементного камня на границе с основанием. Трещин в обоих случаях не было.

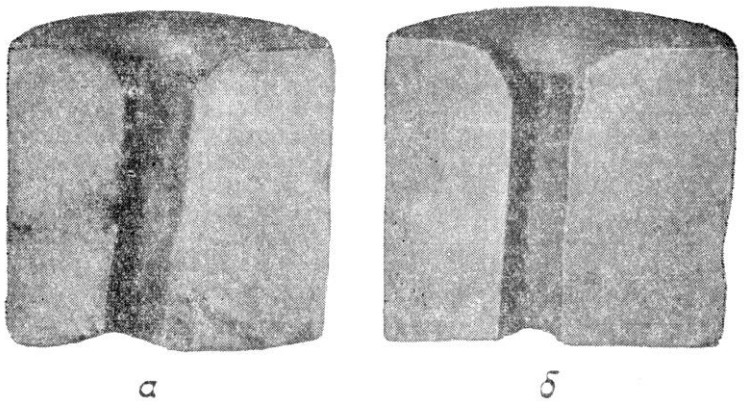


Рисунок 6.4 – Пулевая перфорация цементных образцов

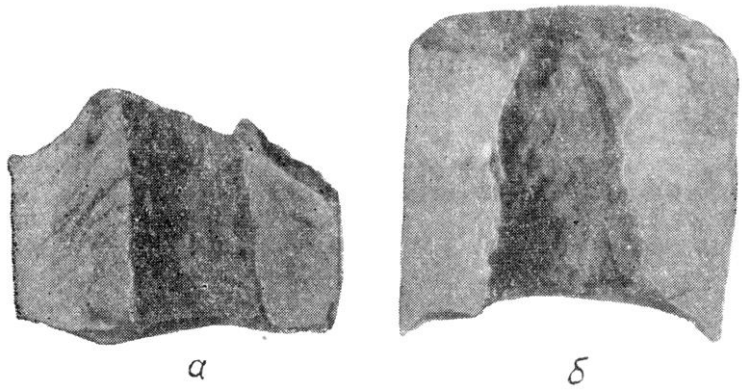


Рисунок 6.5 – Кумулятивная перфорация цементных образцов

На рисунках 6.6 и 6.7 представлены образцы 1, 2, 3, 5, твердевшие соответственно 3, 6, 12, 24, 48 и 96 часов в автоклавах при давлении 10 атм. и температурах 110, 140 и 200 °С. При температуре 110 °С и давлении 10 атм. пределы прочности на изгиб (сжатие) увеличивались с 27,2 (70) кГсм^2 через 3 часа до 46 (141) кГ/см^2 через 96 часов. При давлении 10 атм. и температуре 140 °С пределы прочности на изгиб (сжатие) падали с 30,8 (64,2) кГ/см^2 через 3 часа до 16,5 (38,5) кГ/см^2 через 96 часов. При температуре 200 °С пределы прочности оставались примерно одинаковыми и равными 13–16 (33–37) кГ/см^2. В случае пулевой перфорации (рис. 6.6) при температуре 110 °С и давлении 10 атм. образцы имели диаметр отверстия, приблизительно одинаковый на всём протяжении. Образцы же, твердевшие при более высоких температурах, отличались рыхлой структурой, поэтому отверстия их напоминали канал образца *з*, представленного на рисунке 6.3. При кумулятивной перфорации образцы, твердевшие при температуре 110 °С, имели приблизительно одинаковые отверстия и характер их поверхности. Образцы, твердевшие при более высоких температурах (140 и 200 °С) и давлении 10 атм., в связи с тем, что цементный камень имел меньшую прочность, сильно разрушились, причём наблюдалось «выдувание» цементного камня. Во всех случаях на образцах или уцелевших кусках трещин не отмечалось. Повышение давления до 30 и 40 атм. заметного влияния на характер образования отверстия и поведение камня не оказывало.

На рисунке 6.8 представлены образцы большого размера, твердевшие 48 часов при температуре 75 °С и простреленные кумулятивным 1 и пулевым 2 перфораторами. Вход пули снизу. На стороне выхода пули (рис. 6.8, 2) наблюдались лучевые трещины (на входной стороне их не было). При дальнейшем анализе выяснилось, что трещины принадлежат слою, который образуется в результате прострела и как бы отрывается при выходе пули (или струи). Увлекаемая часть образца изобилует трещинами на поверхности лучевого характера, а с углублением в образец отмечались трещины отслаивания. Угол отслаивания массы составляет около 70° к оси образца и соответствует углу между направляющими линиями и осью образца на камне (рис. 6.5). На рисунке 6.8, 2 часть отслаивающейся массы цементного камня отделена и указанный угол виден ясно. Зона отслаивания уменьшается при более плотной установке образца на бетонном основании.

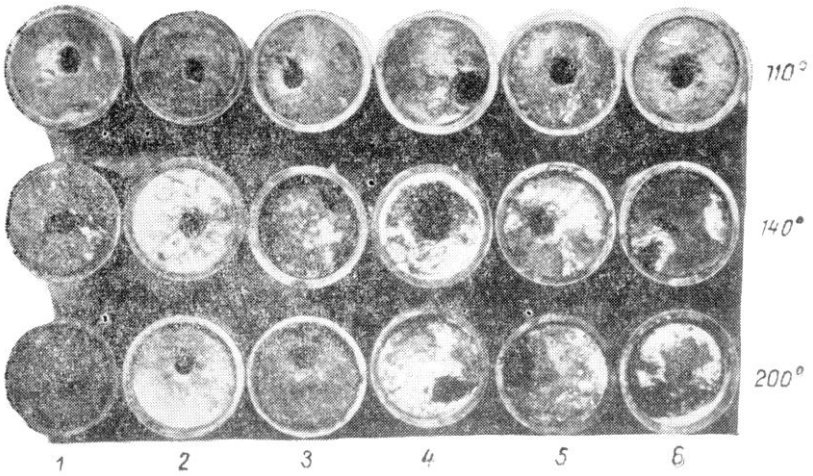


Рисунок 6.6 – Пулевая перфорация цементных образцов, твердевших при высоких температурах и давлениях

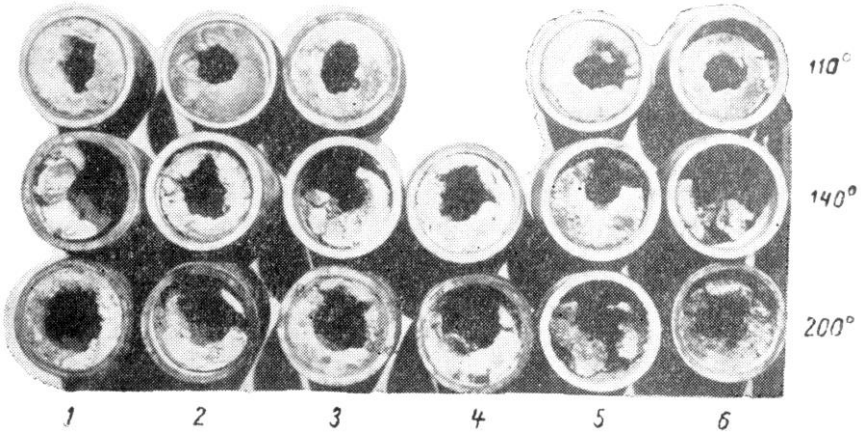


Рисунок 6.7 – Кумулятивная перфорация цементных образцов, твердевших при высоких температурах и давлениях

На образце 2 (рис. 6.8) отмечено окончание зоны отслаивания, испещрённой трещинами, ниже которой в остальной части массы цементного камня трещин не обнаружено. При кумулятивной перфорации (рис. 6.8, 1) зона отслаивания меньше, что следует объяснить, видимо, значительно большей скоростью простреливания, чем при пулевой перфорации.

В результате кумулятивной перфорации предканальная зона значительно уплотняется. Объёмный вес образца, выточенного из неё, составлял 1,67 против 1,47 г/см^3 в периферийной части.

При прочих равных условиях растрескиваемость не жёстко установленного образца на бетонном основании тем больше, чем меньше его высота. С уменьшением вдвое высоты образцов в наших опытах результаты были аналогичны результатам АзНИИ, полученным ещё в 1939 году. В случае каверн или каналов, заполненных глинистым раствором, создаются благоприятные условия для возникновения трещин, которые при залповой перфорации соединятся между собой.

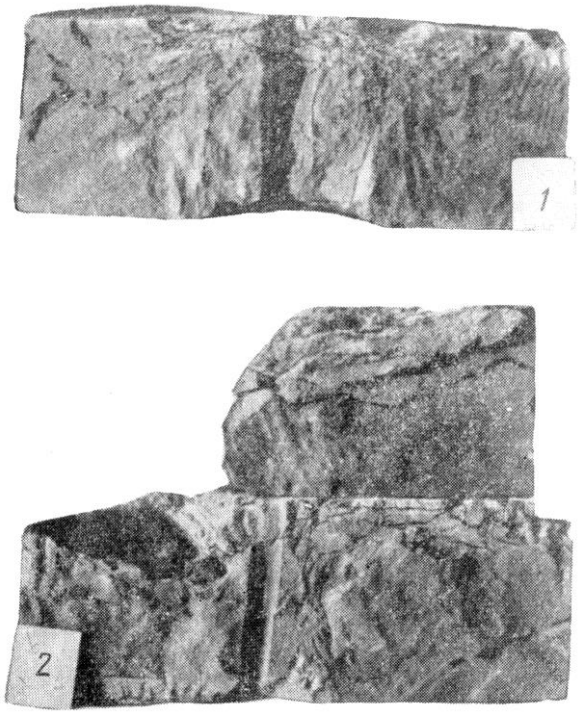


Рисунок 6.8 – Пулевая и кумулятивная перфорация цементных образцов, твердевших при температуре 75 °С

Так как в опытах при пулевой перфорации зона отслаивания больше, чем при кумулятивной, то был прострелен образец цементного камня в форме диаметром и высотой 150 мм двумя пулями перфоратора ССП-4 1/4" через металлическую 10-мм крышку (рис. 6.9 и 6.10). В результате выяснилось, что пули застряли на глубине 120–130 мм в цементном камне с пределом прочности при изгибе (сжатии) 70–80 (200–250) кГ/см^2. Разрез образца (рис. 6.9) дал возможность установить полное отсутствие трещин даже при прострелe двумя пулями на близком друг от друга расстоянии. И только в верхней части (выход) на расстоянии 20–30 мм от торца камень был с трещинами. Это участок отрыва цементной массы пулями при неплотной установке образца на фундаменте. Со стороны выхода пуль поверхность камня покрыта большим количеством трещин (рис. 6.10, *б*). Поверхность входа пуль (рис. 6.10, *а*), а также вся остальная часть образца представляла монолитный камень без трещин. Аналогичные выводы сделаны и другими исследователями (рис. 6.11).

Опыты позволяют сделать выводы о том, что в результате перфорации цементного камня даже без учёта напряжённого состояния его в скважине при жёстком основании не должно быть трещин, опасных в отношении прорыва вод. При простреливании же опытных образцов могут возникать трещины. Их интенсивность зависит от плотности установки образцов на фундаменте («жёсткости основания»), от высоты, диаметра, механической прочности, режима охлаждения, влажности, способа хранения их и других факторов.



Рисунок 6.9 – Перфорация цементного камня двумя пулями

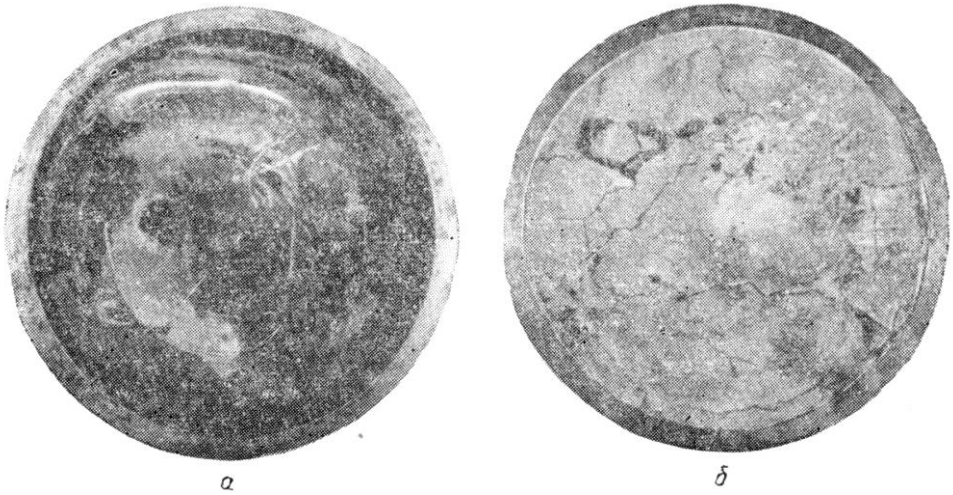


Рисунок 6.10 – Вид образца после прострела:
а – со стороны входа пуль; *б* – со стороны выхода пуль

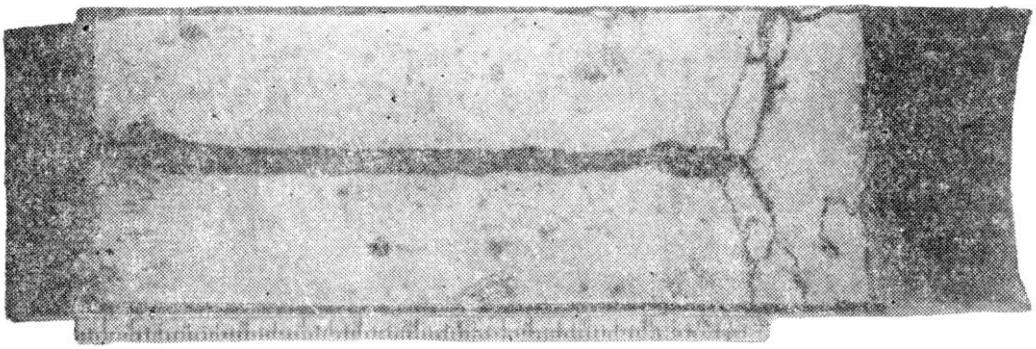


Рисунок 6.11 – Кумулятивная перфорация цементного образца:
справа – оторвавшаяся часть камня

С увеличением механической прочности цементного камня глубина

проникновения пуль при перфорации ССП-4 1/4" снижается. При наличии 10-мм стальной пластины перфоратор ССП-4 1/4" может эффективно пробить цементный камень с прочностью на изгиб 60–70 кГ/см^2 толщиной около 100 мм. Но вследствие загрязнённости продуктивных горизонтов очень трудно добиться эффективного сообщения их со скважиной при помощи указанного перфоратора.

Для установления глубины разрушения цементного камня кумулятивным перфоратором ПК-103 в зависимости от его прочности были поставлены аналогичные опыты (рис. 6.12). Простреливали сверху. Образец *а* высотой 150 мм имел прочность при изгибе 70–80 кГ/см^2. Предел прочности на изгиб образца *б* составлял 45 кГ/см^2.

Из рисунка 6.12 (показано уменьшение диаметра канала прострела в мм) видно, что с увеличением прочности цементного камня сопротивляемость его простреливанию возрастает. При наличии стальной 10-мм пластины цементный камень со стандартной прочностью (62 кГ/см^2) может быть эффективно пробит на 120–150 мм.

Следовательно, при высоких механических прочностях цементного камня даже такие мощные перфораторы, как ССП-4 1/4" и ПК-103, не всегда обеспечивают получение надёжного сообщения между пластом и скважиной, что сопряжено с перепрострелом и различными способами воздействия на пласт.

Результаты описанных экспериментальных работ были подтверждены промысловыми работами, произведёнными под руководством Е.К. Мачинского.

На основании проделанной работы можно сделать некоторые выводы по срокам перфорации. Чем продолжительней твердеет в затрубном пространстве при температуре до 90–100 °С чистый портландцементный и цементно-песчаный камень, тем больше он будет сопротивляться простреливанию. Желательный срок перфорации в этом случае 12–24 часа после заливки. При температурах более 100 °С (120–200 °С) механическая прочность чистого портландцементного камня по истечении более 6–12 часов уже не может служить серьёзным препятствием для эффективной перфорации. В случае использования цементно-песчаных смесей при температурах 120–200 °С перфорацию кольца из цементного камня целесообразно производить в первые 6–12 часов.

При пониженных температурах (до 70 °С) во избежание заплыва отверстий рано перфорировать нецелесообразно.

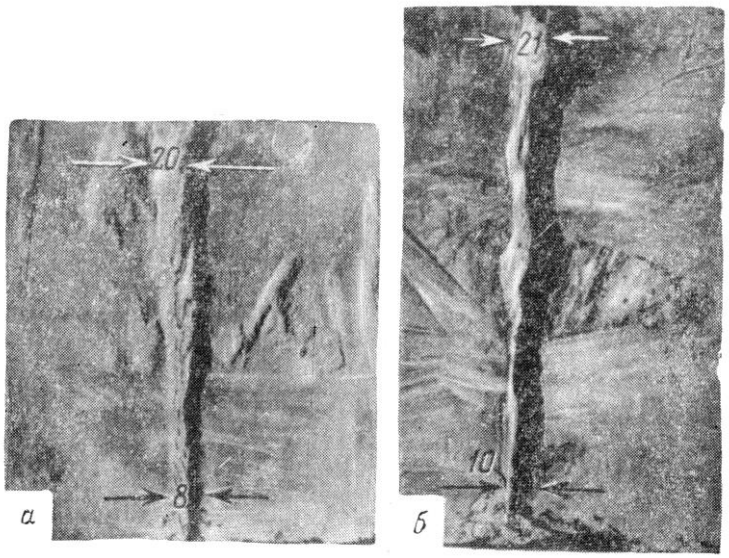


Рисунок 6.12 – Кумулятивная перфорация цементных образцов различной прочности

6.3 Перфорация при депрессии на пласт

Эта перфорация является сегодня наиболее прогрессивным способом вторичного вскрытия пласта, так как в момент создания перфорационных каналов под воздействием больших градиентов давлений возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, вследствие чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы в призабойной зоне. Одновременно процесс вторичного вскрытия пластов совмещается с процессом вызова притока нефти или газа. Эта перфорация сегодня совершается по двум вариантам.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье монтируют фонтанную арматуру. На месте буферного патрубка устанавливается лубрикатор – устройство, позволяющее спускать и поднимать в работающей скважине любые приборы при наличии давления на устье.

Снижением уровня раствора в скважине, заменой на более лёгкий раствор, полным удалением раствора из скважины и заполнением её воздухом, природным газом или азотом создаётся необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число кумулятивных зарядов перфораторов, спускаемых одновременно, не должно превышать 150–300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его напротив интервала, который надо перфорировать (рис. 6.13). После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же себя проявлять и происходит интенсивный процесс очищения перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно в газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым

флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Конструкция лубрикатора позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно опять спустить его в скважину для дострела необходимого интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолеть большое расстояние до удара с перегородкой – обсадной колонной (табл. 6.4), причём известно, что длина канала зависит и от толщины слоя жидкости (рис. 6.14). Поэтому наибольший эффект получают от применения таких перфораторов в газовой среде.

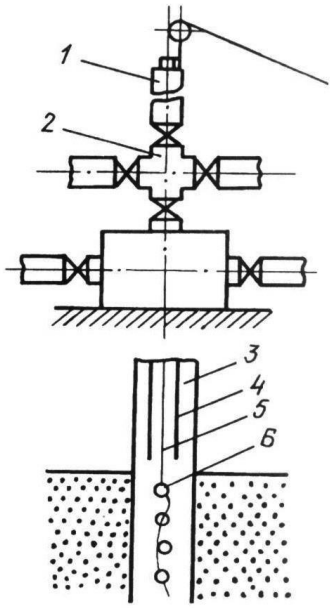


Рисунок 6.13 – Схема спуска в скважину малогабаритного перфоратора:
1 – лубрикатор; 2 – крестовина;
3 – обсадная колонна;
4 – НКТ; 5 – кабель; 6 – перфоратор

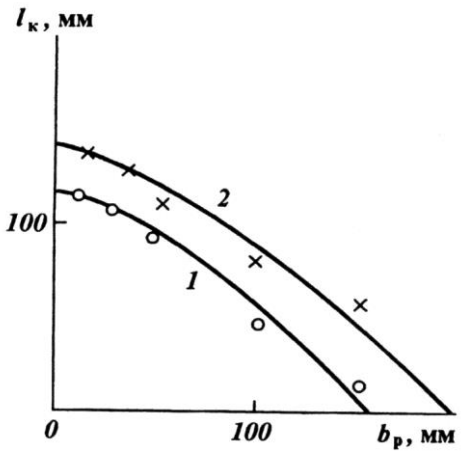


Рисунок 6.14 – Зависимость длины кабеля $\ell_к$ от толщины слоя жидкости $b_р$:
1 – в воде; 2 – в газовой среде

Таблица 6.4 – Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габарит перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, кг/м^3	Минимальные зазоры, мм
ПК	800–105	< 1300 1300–1500	13 15
ПКО, ПКОТ	73–89	≤ 1500 > 1500 1500/23	22 23 25
ПО	43–54	≤ 1000	7–8
КПРУ	65	> 1000	11
ПВКТ, ПВТ	70–73	800–2300	23

Так, на месторождениях Северного Кавказа вследствие вскрытия при

депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 обеспечивается увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение времени освоения скважин в среднем на 8 сут. по сравнению с вскрытием пластов при репрессии даже намного более мощными перфораторами типа ПК и ПКО.

Недостатком разрушающихся перфораторов является то, что они засоряют забой стёклами оболочек заряда обойм, плотность которых (пластмассовых – 1400 кг/м^3, алюминиевых – 2700 кг/м^3) сравнима с плотностью утяжелённых буровых растворов, с использованием которых иногда выполняется вскрытие. Это приводит к тому, что они могут остаться в зоне перфорации, создать пробку в НКТ или забить устьевой штуцер. Так, только 1 м перфорации приводит к тому, что обсадная колонна с внутренним диаметром 125 мм заполняется стёклами на высоту 120–140 мм. Поэтому необходимо иметь зумпф в скважине или специально удалять из скважин продукты разрушения перфораторов.

По второму варианту перфорации используются перфораторы, спускаемые в скважину на НКТ. Это корпусные перфораторы одноразового действия типа ПКО, срабатывающие от механизма ударного действия при нажиме на него резинового шара, вбрасываемого в колонну труб с поверхности и дальше движущегося вниз под воздействием потока жидкости. Такие перфораторы имеют шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. Эти перфораторы снабжены приспособлениями для передачи детонации от секции к секции, что позволяет соединять их друг с другом для одновременного вскрытия пласта толщиной 50 м и более. После срабатывания перфоратора и создания гидродинамической связи пласта и скважины отстрелянный корпус перфоратора остаётся в скважине, если она работает фонтанным способом. Схема проведения работ таким перфоратором изображена на рисунке 6.15.

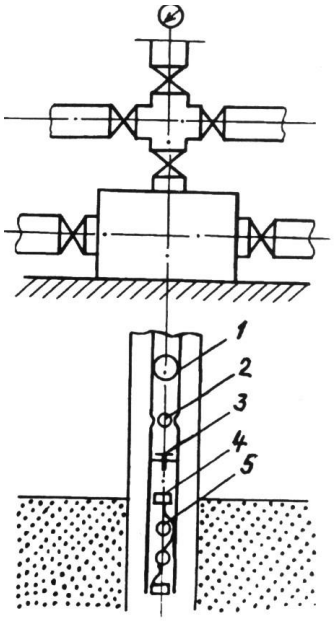


Рисунок 6.15 – Схема выполнения работ перфоратором, спускаемым по трубам (типа ПНКТ):
1 – резиновый шар; 2 – циркуляционный клапан; 3 – ударно-накольный механизм; 4 – приспособление инициирования зарядов; 5 – перфоратор

Таким образом, перфорация совершается в следующем порядке. В

скважину, заполненную буровым раствором, спускают колонну НКТ, в нижней части которой напротив продуктивной части пласта размещён перфоратор ПНКТ.

Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой на необходимое давление. Путём удаления части жидкости из скважины или заменой её на более лёгкую создают заранее выбранную депрессию на пласт, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь НКТ бросают резиновый шар, который потоком жидкости, подаваемой в трубы, двигается в НКТ до механизма ударно-накольного действия, от которого срабатывает приспособление инициации зарядов. После перфорации нефть или газ из пласта поступает в колонну НКТ через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, или через специальные циркуляционные окна, размещённые выше перфоратора.

Таким образом, эти перфораторы являются единственными, для спуска которых в скважину не используется кабель. Их целесообразно применять в скважинах с большим углом наклона ствола, где спуск перфоратора на кабеле затрудняется. В частности, в горизонтальных скважинах это один из наиболее реальных и эффективных методов перфорации.

Указанные перфораторы очень эффективны и в том случае, когда надо выполнить вторичное вскрытие в условиях многоколонных конструкций, где требуется повышенная пробивная способность зарядов.

На Украине имеется большой опыт использования этих перфораторов. Так, на скважине № 13р Новомыколаевка с песчаника на глубине 2751–2746 м после его вскрытия перфоратором ПКС105 при репрессии в среде обычного бурового раствора не был получен приток из пласта. После перфорации при помощи ПНКТ89 при депрессии получен фонтанный дебит газа 95 тыс. $м^3$/сут.

В скважине № 117 Уренгойская (Тюменская область) из пласта сеноманского яруса, перекрытого двумя колоннами, получен приток газа около 1,5 млн $м^3$/сут. после перфорации при помощи ПНКТ при депрессии, в то время как при использовании других перфораторов установить связь пласта со скважиной не удавалось.

На скважинах №№ 749 и 903 (Западная Туркмения) после проведения перфорации ПНКТ коэффициенты продуктивности скважин оказались в 2 раза больше, чем в аналогичных скважинах №№ 190, 191 и 192, которые вскрывались с применением серийной технологии перфораторами типа ПКО.

Перфораторы ПНКТ рекомендуются для вскрытия части пласта любого размера, независимо от искривления скважин, качества цементной оболочки и аномальности пластового давления. Запрещается применять перфораторы типа ПНКТ в следующих случаях:

если после перфорации необходимо спускать в скважину глубинные приборы через НКТ в интервал перфорации;

если в процессе вызова притока ожидается вынос песка из пласта или больших объёмов твёрдой фазы;

при вскрытии пластов, вмещающих в себя нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород).

Перфораторы типа ПР и КПРУ нецелесообразно применять в следующих случаях:

при вскрытии приконтактных зон (газонефтяных, водонефтяных);

при наличии двух колонн в интервале перфорации;

при заполнении интервала перфорации буровым раствором с твёрдой фазой;

при вскрытии пластов, вмещающих вместе с нефтью агрессивные компоненты (углекислый газ, сероводород).

6.4 Перфорация при репрессии на пласт

При репрессии следует вскрывать объект, пластовое давление в котором равно гидростатическому или выше него независимо от местонахождения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК), а также при наличии в нефти агрессивных компонентов.

При вскрытии пластов под репрессией необходимо обеспечить безопасность проведения работ и предупреждение проникновения жидкостей из скважины в пласт. Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющего скважину, должно превышать пластовое на следующую величину:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 м до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Устье скважины оборудуют противовыбросовым оборудованием.

Перфорацию следует проводить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию разрешается выполнять только раз. Оптимальная плотность перфорации должна обеспечивать максимально возможную гидростатическую связь скважины с продуктивным пластом, а также сохранение обсадной колонны и цементного кольца за пределами зоны перфорации.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, его однородностью и прочностью, расстоянием от ВНК и ГНК, а также способом перфорации.

Рекомендуемая плотность перфорации зарядами ЗПК105, ЗПКС80 приведена в таблице 6.5.

Таблица 6.5

Породы	Проницаемость, мкм^2	Плотность перфорации, отверстие на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотнённые песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	0,1	6	12
	0,1	10–12	12–18
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатноглинистым цементом	0,001	18–20	18–20
	0,001	18–20	20–24
Карбонатные породы, аргиллиты и другие, в которых отсутствует трещиноватость	0,01	18–20	18–20
Сильноуплотнённые песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели, другие породы с развитой трещиноватостью	0,01	20–24	20–24
Тонкослоистые	–	20	20–24

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующих ПКО-89, плотность перфорации может быть уменьшена на 50 %.

6.5 Выбор типоразмера перфоратора

Типоразмер перфоратора выбирают на основании ведомостей о состоянии цементной оболочки эксплуатационной колонны, обсадных труб, свойств жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно объекта, который предполагается перфорировать, количестве колонн, перекрывающих пласт, термобарических условиях в скважине и толщине пласта.

Сначала выбирают группу перфораторов, которая может быть применена в данных термобарических условиях в скважинах (см. табл. 6.2, 6.3). Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, которые не рекомендуют по следующим причинам:

неудовлетворительного состояния цементной оболочки, близкого размещения ВНК или ГНК;

недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (см. табл. 6.4);

большого угла наклона скважины (все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют малую проходимость при значении угла искривления скважины больше 0,7 рад);

содержания в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислого газа, сероводорода);

необходимости спуска глубинных приборов в интервал перфорации без поднятия НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

возможности выноса из пласта больших количеств песка и твёр-

дой фазы бурового раствора.

Из оставленных перфораторов выбирают наиболее продуктивные и с большой пробивной способностью с учётом следующих особенностей:

в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы корпусные перфораторы типа ПНКТ, ПК, ПКО, ПКОТ (см. табл. 6.3);

при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обыкновенными перфораторами может выполняться только при репрессии;

для некоторых перфораторов существует минимальное значение гидростатического давления, начиная с которого они могут применяться;

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ70, ПВТ73 образуют повышенный диаметр канала, вследствие чего улучшается вскрытие в коллекторах, представленных чередованием плотных пород;

бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую продуктивность и могут применяться в случаях, когда требуется полное сохранение колонн и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

нефтеносные, продуктивные пласты, отдалённые от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отверстий на 1 м.

Особенности применения перфораторов типа ПНК и ПР изложены выше.

6.6 Специальные жидкости для перфорации скважин

Кольматация перфорационных каналов значительно влияет на гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом. Однако сегодня на месторождениях в странах СНГ более 90 % объёма работ по вторичному вскрытию пластов проводится кумулятивной перфорацией в условиях превышения давления на забое скважины над пластовым. При этом по ныне действующим техническим правилам ведения буровых работ перед перфорацией требуется заполнять эксплуатационную колонну таким буровым раствором, который применялся при первичном вскрытии пластов, что приводит к необратимому загрязнению призабойной зоны пластов. За рубежом давно уже отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные растворы (СР) без твёрдой фазы или жидкости, вмещающие в себя кислоторастворимые наполнители.

Технология вторичного вскрытия пластов путём кумулятивной перфорации в наше время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бу-

рового раствора. Данные исследований однозначно свидетельствуют, что в этих условиях имеет место кольматация глинистыми частицами перфорационных каналов, вследствие чего их пропускная способность уменьшается в 2 раза и более. Однако такая технология сегодня применяется на большинстве месторождений, чем наносится значительный ущерб.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных растворов без твёрдой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое применение нашли водные растворы солей, полимерные соляные растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие.

При использовании СР при вторичном вскрытии пластов получают более позитивный результат по сравнению с перфорацией в среде глинистого раствора. Однако при этом не исключается кольматация пласта взвешенными частицами, которые попадают в СР во время его приготовления, транспортирования и закачивания в скважину.

Основные источники загрязнения СР при закачке их в скважину – остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы. Значительное количество нерастворённых твёрдых частиц находится в технической воде и солях, которые используются для приготовления СР. В частности, концентрация взвешенных частиц в воде поверхностных источников, используемых на нефтепромыслах, колеблется от 50 мг/л (маломутные воды) до 250 мг/л и более (мутные). Как показали анализы проб, концентрация твёрдых частиц в СР после заполнения в скважину достигает 1000–2000 мг/л. При таком загрязнении СР добиться положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследований (рис. 6.16), по которым видно, что при концентрации твёрдых частиц в СР, составляющей 485 мг/л, резко ухудшаются коллекторские свойства пород.

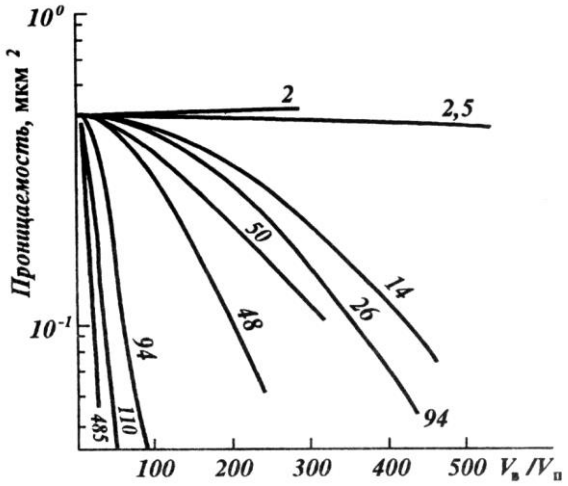


Рисунок 6.16 – Зависимость ухудшения проницаемости от концентрации в специальных жидкостях твёрдых частиц:
шифр кривых – концентрация, мг/л

Поэтому дальнейшее усовершенствование технологии вторичного вскрытия пластов требует решения вопросов глубокой очистки СР от взвешенных частиц. Это является третьим этапом технологии вторичного вскрытия пластов. Суть такой технологии – введение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц. Это предусматривает замену бурового раствора в скважине на СР в несколько этапов:

замену бурового раствора водой в эксплуатационной колонне;

отмывку ствола скважины от остатков бурового раствора путём циркуляции воды с добавками спиртов и поверхностно-активных веществ (ПАВ) по закрытому циклу: ёмкость → насос → фильтр; для удаления вымытых твёрдых частиц: скважина → ёмкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для изъятия из воды вымытых твердых частиц и очищения СР используются фильтры разных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненных кварцевым песком, и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц до 2 мг/л, хотя практика подтверждает, что фильтрование снижает эту концентрацию только до 10 мг/л.

Продолжительность работ по очистке скважины СР может составлять 10 сут. в зависимости от объёма фильтрующих жидкостей и пропускной способности фильтров. За рубежом такая технология считается экономически целесообразной.

В нашей практике такие работы не проводятся.

Не менее важен выбор типа СР для конкретных горнотехнических условий. В связи с тем, что под воздействием избыточного давления происходит фильтрация перфорационной среды из скважины в пласт, его проницаемость может значительно ухудшиться вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата СР.

По степени заполнения эксплуатационной колонны технологией предусмотрено заполнение скважины СР полностью (для этого приготовляют 50–60 $м^3$ перфорационной среды для 1 скважино-операции) или заполнение СР только зоны перфорации. Конечно, более экономичным кажется второй вариант, в котором для создания необходимой репрессии на вскрываемый продуктивный пласт верхняя часть эксплуатационной колонны заполняется буровым раствором соответствующей плотности, а только нижняя часть СР.

Однако при порционном заполнении СР загрязняется и смешивается с буровым раствором, которым заполнена скважина. Это сводит на нет целесообразность применения СР, если не использовать буферные разделители, которые предупреждают смешение в скважине перфорационной среды и бурового раствора при многоразовых спусках перфораторов, геофизических приборов, обеспечивают свободный проход всех приборов к забою, при контакте с СР не ухудшают её свойств вследствие загрязнения собственными компонентами.

При выборе типа СР для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, регламентирующими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. При этом необходимо учитывать и свойства фильтрата, который проник в пласт во время первичного вскрытия. Последнее условие в наше время практически не учитывается. Так, иногда промыслово-геологические службы рекомендуют применять растворы на углеводородной основе, в то время как при первичном вскрытии используют буровые растворы на водной основе. Для оценки взаимодействия СР с коллекторами на основании моделирования поэтапного воздействия на коллектор фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии, тампонажного раствора при цементировании и перфорационной жидкости при вторичном вскрытии. О. Бачериковым разработана методика, оценивающая также и вытеснение этих фильтратов в обратном порядке при вызове притока. По критерию оценки взят коэффициент восстановления проницаемости, который определяется как отношение проницаемости керна после обработки технологическими жидкостями к его первичной проницаемости k_0:

$$\beta = \frac{k_1}{k_0}.$$

Опыты проводились с использованием природных кернов длиной 5 см, проницаемостью 0,1–0,3 мкм^2, которые после экстрагирования последовательно насыщались моделью нефти (80 %) и пластовой водой (20 %). Результаты этих опытов показали, что эффективность применения СР в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 6.6). Если при разбуривании пласта использовался раствор на водной основе, то применение в качестве перфорационной среды раствора $CaCl_2$ обеспечивает коэффициент β = 0,58, в то время как применение инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) позволяет получить β = 0,34.

Таблица 6.6

Состав фильтрата, попадающего в керн		Температура проведения опытов, °С	β
при первичном вскрытии	при вторичном вскрытии		
С учётом условий первичного вскрытия			
0,3 %-ный водный раствор КМЦ	20 %-ный водный раствор $CaCl_2$. Фильтрат ИЭП	20	0,62
		80	0,58
		20	0,39
		80	0,34
0,4 %-ный раствор эмультала в дизельном топливе	20 %-ный водный раствор $CaCl_2$. Фильтрат ИЭП	20	0,48
		80	0,44
		20	0,78
		80	0,73
Без учёта первичного вскрытия			
–	20%-ный водный раствор $CaCl_2$. Фильтрат ИЭП	20	0,72
		20	0,9

Причина низкой эффективности применения РУО в том, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора на водной основе и перфорационной жидкости на нефтяной основе в коллекторе появляется новая зона углеводородного контакта, созданная фильтратами этих систем. При этом создаётся благоприятная среда для образования в призабойной зоне пласта (ПЗП) вязких водонефтяных эмульсий и для блокирования части поровых каналов водным фильтратом. Кроме того, при указанном соединении СР и бурового раствора в зоне их контакта происходит двухфазная фильтрация, о чём свидетельствует образование второго максимума на графике функции $\frac{\Delta p_m}{\Delta p_0}$ (рис. 6.17, кривая 1). Как видно из графика, максимальное значение функции $\frac{\Delta p_m}{\Delta p_0}$ в 2,4 раза больше, чем в случае использования в качестве СР солевого раствора (рис. 6.17, кривая 3). Отмеченное снижение фазовой проницаемости затрудняет очистку ПЗП, требует создания повышенной депрессии для вызова притока, что приводит к увеличению времени освоения и уменьшает дебит скважины.

Если при первичном вскрытии пластов применяли РУО, то аналогичные системы стоит использовать и в качестве перфорационной среды. Применение в этих случаях водных СР приводит к увеличению перепадов давления при вытеснении фильтратов из коллектора и значительному снижению его нефтепроницаемости (рис. 6.17, кривые 2, 4).

В наше время в большинстве нефтепромысловых районов России и стран СНГ при разбуривании пластов используются растворы на водной основе. Поэтому исследовались различные типы СР: разные солевые растворы, полимерные солевые растворы без твёрдой фазы, а также ИЭР. Исследования показали, что водные растворы солей NaCl, KCl, $CaCl_2$ характеризуются коэффициентом восстановления проницаемости β = = 0,54 ÷ 0,61. Полимерные растворы с содержанием 0,3–0,5 % полиакриламида (ПАА) и 20 % $CaCl_2$ характеризуются коэффициентом β = 0,39 ÷ 0,46. Причинами тому являются проникновение макромолекул полимера в коллектор и адсорбция их на поверхности фильтрационных каналов. Наиболее низкие значения β = 0,31 ÷ 0,35 получены при использовании ИЭР (32,5 % дизельного топлива + 1,5 % эмультала + 6 % СМАД + 60 % воды).

Применяемые в процессе испытаний СР существенно отличаются и по лёгкости вытеснения фильтратов из коллектора. Максимальные значения $\frac{\Delta p_m}{\Delta p_0}$ при использовании солевых и полимерных растворов значительно меньше, чем в случаях ИЭР (рис. 6.18), т.е. удаление фильтрата из ПЗП происходит при более высокой депрессии.

Таким образом, при всех остальных условиях минимальное загрязнение коллектора достигается в случае использования при первичном

вскрытии и перфорации растворов с аналогичной природой смачивания. Сопоставление эффективности применения различных СР на водной основе при перфорации показывает, что полимерные растворы уступают чистым солевым растворам как по степени вытеснения фильтратов, так и по значению коэффициента β.

Таким образом, к наиболее перспективным СР в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na^+, K^+ и Ca^{2+}. Для приготовления солевого раствора плотностью до 1400 кг/м^3 следует использовать хлорид кальция, а для получения более тяжёлого СР – бромид кальция.

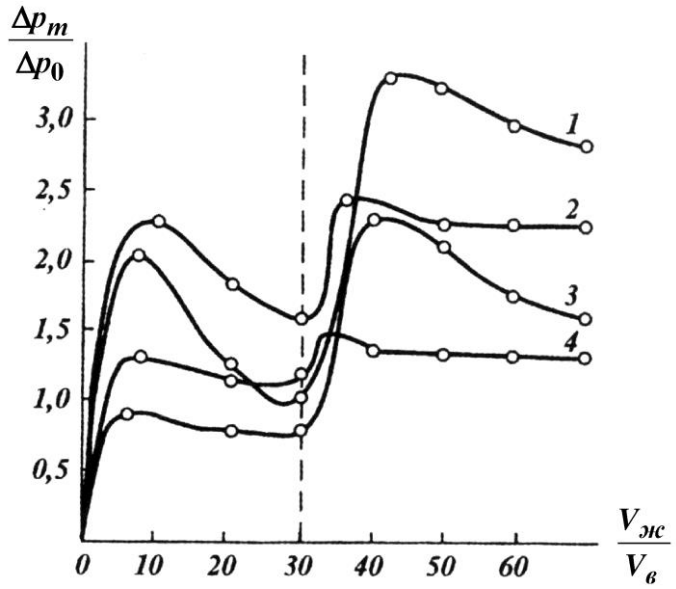


Рисунок 6.17 – Характер изменения $\frac{\Delta p_m}{\Delta p_0}$ при двухфазной фильтрации в пласт

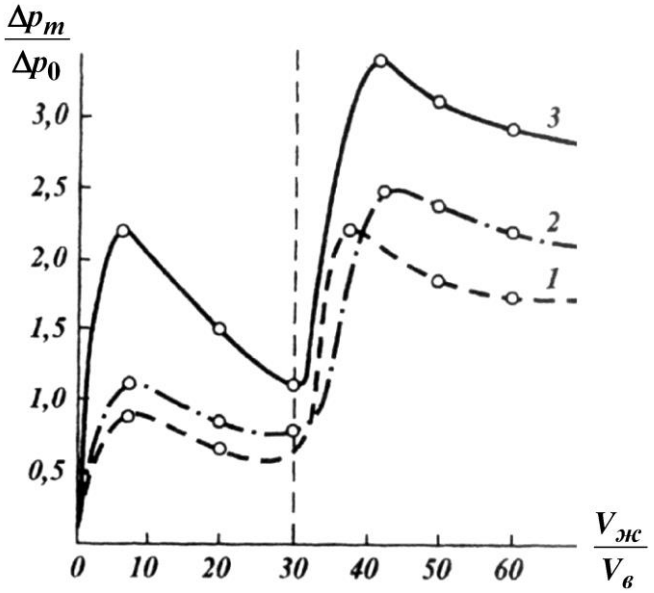


Рисунок 6.18 – Характер изменения $\frac{\Delta p_m}{\Delta p_0}$ при использовании солевых растворов:

1 – 10 %-ный раствор KCl; 2 – 0,3 %-ный раствор ПАВ + 20 %-ный раствор $CaCl_2$; 3 – ИЭР

6.7 Буферные разделители

При порционном заполнении зоны перфорации СР важен выбор буферного разделителя между буровым раствором и СР. Этот буферный раствор должен предупреждать смешение перфорационной среды с буровым раствором как во время заполнения скважины, так и во время следующих нескольких суток при многоразовых спусках перфораторов или других геофизических приборов. При этом буферный разделитель должен иметь прочную структуру и создавать возможность свободного прохода сквозь него перфоратора. Для предупреждения процесса смешения рекомендуется применять инвертную эмульсию, в которой буферная жидкость противоположна по природе смачивания обеим разделяемым жидкостям. Одним из типов такой буферной жидкости, разделяющей водный буровой раствор и СР на базе солевых растворов, является инвертная эмульсия следующего состава: дизельное топливо – 48,5 %, эмультал – 1,5 %, вода – 50 %. Повышение плотности такой эмульсии достигается за счёт ввода в неё мела или барита. В таблице 6.7 приведены некоторые рецептуры буферных жидкостей.

Рассмотрим очищение перфорационной среды от взвешенных частиц.

Одним из надёжных методов очистки СР является метод отстоя его под воздействием сил гравитации. Для этого СР обрабатывают на поверхности флокулянтом, доставляют его в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем, а позже отстаивают СР на забое до выпадения взвешенных частиц в зумпф. Исследования показали, что высокая интенсивность осаждения взвешенных частиц достигается при обработке СР анионным полимером ПАА. При обработке концентрированных солевых растворов ПАА наблюдаются следующие основные закономерности флокуляции: образование агрегатов частиц и осаждение их с максимальной скоростью при определённых дозах полимера (рис. 6.19). Снижение скорости осаждения происходит как при недостаточном количестве флокулянта для образования значительных хлопьев, так и за счёт эффекта стабилизации при его повышенных дозах. Содержание ПАА, обеспечивающее минимальное время очистки T_0, зависит от концентрации твёрдой фазы C_m в солевом растворе. По рисунку 6.19 видно, что оптимальные условия достигаются при вводе в СР 0,005–0,007 % ПАА с широким диапазоном загрязнения твёрдыми частицами от 500 до 5000 мг/л. Лабораторные исследования и промысловый опыт подтвердили, что процесс осветления СР высотой 300 м по времени не превышает подготовительных работ до перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

Таблица 6.7

Номер рецептуры	Буферная жидкость			Контролируемые показатели свойств			Максимальная температура на применение, °С
	Компонент	Объёмная доля, %	Плотность кг/м^3	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин., дПа	Напряжение электропробоя, В	
1	Дизельное топливо	28–28	920–940	100–150	15–35 / 20–55	140–180	90
	Эмультал	2					
	Пресная вода	60–70					
2	Дизельное топливо	28–38	960–1200	120–180	15–40 / 25–70	150–200	90
	Эмультал	2					
	Водный раствор $CaCl_2$*	60–70					
3	Сырая нефть	38	960–1160	130–135	18–20 / 30–35	180–250	90
	Эмультал	2					
	Водный раствор $CaCl_2$*	60					
4	Дизельное топливо	27–37	960–1200	110–170	15–35 / 20–60	250–350	150
	Эмульгатор «Нефтехим»	3					
	Водный раствор $CaCl_2$	60–70					
Примечание. * Плотность 1020–1380 кг/м^3.							

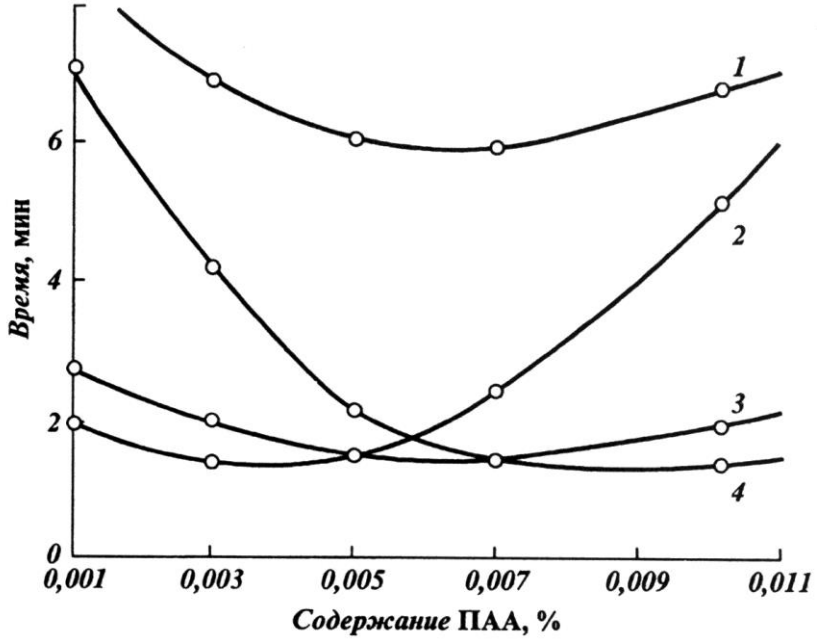


Рисунок 6.19 – Характер флокуляции частиц при различном содержании полимеров:
1 – 10 %-ный раствор NaCl, C_m = 2000 мг/л;
2 – 10 %-ный раствор $CaC1_2$, C_m = 500 мг/л;
3 – 10 %-ный раствор $CaC1_2$, C_m = 2000 мг/л;
4 – 10 %-ный раствор $CaC1_2$, C_m = 5000 мг/л

6.8 Технология заполнения скважины специальной жидкостью

В верхней части скважины используется буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии продуктивных пластов. Этот раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и накопления его на границе с буферной жидкостью, что может создать трудности для прохождения перфоратора. Ниже бурового раствора размещается порция буферной жидкости-разделителя. Для предупреждения перемещения жидкостей под воздействием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, увеличивалась в направлении сверху вниз не менее чем на 20–40 кг/м^3. Рецептура и показатели технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в таблице 6.7.

Ниже буферного разделителя размещается СР – перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен вмещать не менее 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и 0,005–0,007 % ПАА (флокулянт). Объём порции солевого раствора рекомендуется определять из расчёта на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, размещённого на 50–100 м выше верхних перфорационных отверстий. Солевой раствор и буферная жидкость готовятся в глиномешалке или в мерных емкостях цементирующего агрегата ЦА. В последнем случае для зата-

ривания соли используется дополнительная ёмкость объёмом 0,5–1,0 м^3. Готовить СР и инвертную эмульсию наиболее рационально централизованно с доставкой на буровую автоцистернами. Обработка раствора флокулянтом (ПАА), а также добавка при необходимости коагулянта ($CaCl_2$) выполняется непосредственно в ёмкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по закрытому циклу на протяжении 15–30 мин.

При использовании специальных жидкостей для вторичного вскрытия пластов дебит скважины возрастает на 25–30 % при сокращении времени освоения на 25–40 %.

6.9 Обоснование проектного значения коэффициента гидродинамического совершенства скважины по характеру вскрытия пласта перфорацией

Скважины, сооружённые буровыми предприятиями, преимущественно являются гидродинамически несовершенными.

Совершенство по характеру вскрытия пласта оценивается коэффициентом φ_c. Оно обусловлено притоком пластовых флюидов в ствол скважины не через всю его поверхность, а через перфорационные отверстия в зацементированной обсадной колонне. Несовершенство по качеству вскрытия пласта φ_s вызвано изменением фильтрационного состояния пород в призабойной зоне за счёт загрязнения её твёрдыми частицами и фильтратом бурового и цементного растворов, их физико-химического взаимодействия с породами и пластовым флюидом, изменением напряжённого состояния пород в этой зоне, т.е. характеристикой неоднородности в радиальном направлении. Несовершенство по степени вскрытия пласта характерно для пластов, в которых вследствие бурения открыта лишь часть сечения.

При исследовании скважины гидродинамическими методами, построив кривые притока и восстановления давления, можно определить коэффициент её гидродинамического совершенства φ:

$$\varphi = \varphi_c \cdot \varphi_s . \tag{6.3}$$

Известными методами исследований невозможно найти отдельно каждую составную этого произведения. Однако, зная тип перфоратора, его заряд, определив по данным стендовых испытаний размеры каналов и вероятность их образования, можно рассчитать φ_c: по зависимости АзНИИ ДН (1968) коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\varphi_c = \frac{\ln\left(\frac{r_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{\chi \cdot r_к}{\ell_{пл}}\right) + \frac{1}{\ell_{пл} \cdot n_я \cdot n_к} \cdot \ln\left(\frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_{пл} \cdot n_я}\right)}, \tag{6.4}$$

где $r_к$ – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; $\ell_{пл}$ и $r_{пл}$ – длина и радиус канала в пласте за цементным кольцом, м; $n_к$ – число каналов в горизонтальной плоскости; $n_я$ – число ярусов каналов в одном линейном метре вертикальной плоскости; χ = 4; 2; 1,86; 1,76 соответственно при $n_к$ = 1; 2; 3; 4.

Если плотность отверстий перфорации известна, то коэффициент совершенства можно определить по графику рисунка 6.20.

При помощи (6.3) находят коэффициент φ_s

$$\varphi_s = \frac{\varphi}{\varphi_c}.$$

Таким образом, исследовав скважину после перфорации, можно определить, какая часть несовершенства обусловлена технологией перфорации скважины, а какая – технологией вскрытия пласта и его цементирования. Это даёт возможность предложить обоснованные меры относительно увеличения продуктивности пласта и дебита скважины.

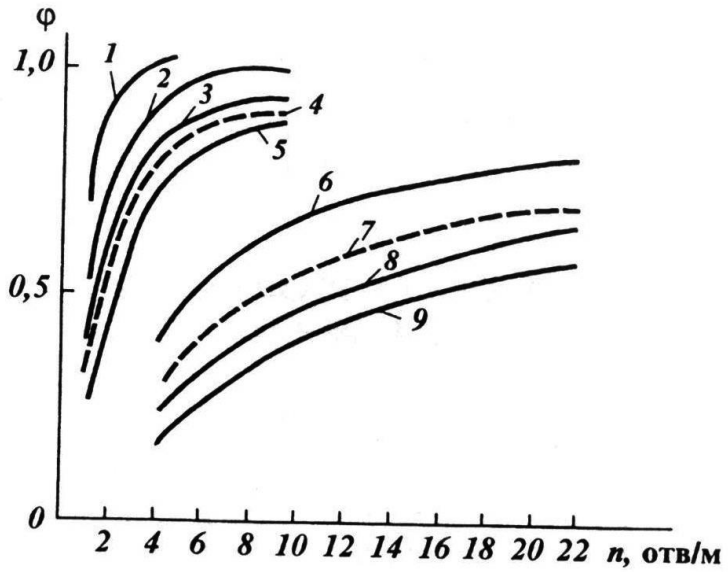


Рисунок 6.20 – Изменение коэффициента гидродинамического совершенства скважин по характеру вскрытия пласта в зависимости от размеров канала и плотности перфорации

(первая цифра – номер кривой; вторая – длина каналов, мм;
третья – радиус каналов, мм):
ГПП: 1 – 300,45; 2 – 200,38; 3 – 150,75; 4 – 125,22; 5 – 100,19;
КП: $\sigma_{сж}$ = 37 МПа; 6 – ПКС 105 (120,8); 8 – ПКС 80 (80,35); 9 – ПК 103 (67,3);
$\sigma_{сж}$ = 97 МПа; 7 – ПКС 105 (90,5).
Вероятность образования канала КП – 50 %; $R_к$ = 100 м; r_c = 0,1 м, что означает, что число выстрелов перфоратора разделено на два для расчёта по (6.4)

Предварительно приближённая оценка качества раскрытия незагряз-

нённого пласта КП с 50 %-ной вероятностью образования полноценного канала произведена по формуле (6.4) с учётом размеров канала и плотности КП:

$$n = n_{я} \cdot n_{к}\,.$$

Графики (см. рис. 6.20) построены для реальных размеров по данным стендовых испытаний с учётом плотности каналов ГПП и КП в породах определённой прочности. Например, чтобы достичь φ_{c} = 0,6, нужно перфорировать колонну при помощи ПК-103 с плотностью размещения 20 отверстий на 1 м или ГПП с плотностью 2 отверстия на 1 м при длине каналов не менее 125 мм. После формирования каналов при помощи ГПП с плотностью 3 отверстия на 1 м и длиной 150 мм можно повысить качество вскрытия пласта до φ_{c} = 0,78, а длиной 200 мм – до φ_{c} = 0,88.

Если выполнить первоначальную перфорацию способом ГПП, то ожидаемый коэффициент гидродинамического несовершенства можно определить, исходя из размеров каналов и их плотности по формуле (6.4) тогда, когда давление на устье изменяется только в пределах естественных колебаний, обусловленных неравномерностью нагнетания жидкости приплунжерными насосами агрегатов (+ 2 МПа). Если АП свободно свисает на конце НКТ и давление на устье медленно понижается на 10–15 МПа, то вырабатывается эллипсообразная щель. Одновременно условия ГПП становятся открытыми. Размеры полуосей эллипсообразного отверстия в породе обозначим соответственно $\frac{a}{2}$ и $\frac{b}{2}$, тогда формула (6.4) будет иметь вид

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{r_{к}}{r_{c}}\right)}{\ln\left(\frac{\chi \cdot r_{к}}{\ell_{пл}}\right) + \frac{1}{\ell_{пл} \cdot n_{я} \cdot n_{к}} \cdot \ln\left(\frac{1}{\pi \cdot n_{я} \cdot (a+b)}\right)}, \qquad (6.5)$$

где a и b – соответственно высота и ширина щели отработанных ГПП, a = 4 ÷ 10 см, b = 2 ÷ 3 см.

Проектное значение $\varphi_{гп} = \varphi_{c}$ принимают только на основании технико-экономической оценки результатов ГПП, где имеются две составные: дополнительная добыча нефти и газа и экономическая эффективность процесса.

6.10 Проектирование гидропескоструйной перфорации

6.10.1 Основные принципы проведения процесса

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) – это метод, по которому образовывающиеся каналы проходят через колонну труб, цементное кольцо и углубляются в породу под действием кинетической энергии потока жидкости с песком, сформированного в насадках.

Каналы, образованные вследствие действия кинетической энергии сформированного в насадках потока жидкости с песком в породах прочностью на сжатие $\sigma_{сж}$ = 100 ÷ 20 МПа, имеют длину ℓ = 10 ÷ 30 см и поверхность фильтрации S = 200 ÷ 500 см^2. Поскольку поверхность фильтрации таких каналов в несколько десятков раз больше поверхности каналов, возникших в результате кумулятивной перфорации, то ГПП особенно полезна при вторичном вскрытии трещинных коллекторов.

Для образования каналов ГПП, больших, чем получаемых при КП, применяют интенсивные параметры проведения процесса. Длина канала увеличивается на 30 % при использовании насадок диаметром d = 6 мм вместо 4,5 мм, на 30–50 % – при разгазировании жидкости азотом, на 40 % – при возрастании перепада давления в насадках Δp от 20 до 40 МПа.

Если время формирования канала I увеличить от 20 до 60 мин., то его длина будет медленно возрастать на 20 %, а поверхность фильтрации – на 400 % (очень быстро). При одновременном применении упомянутых средств длина канала может увеличиваться в 2–3 раза. Однако не следует забывать, что ГПП технологически сложный и дорогостоящий процесс. Например, ГПП с плотностью 2 отверстия на 1 м в несколько раз дороже, чем КП зарядами ПК-103 при плотности 20 отверстий на 1 м.

Технологические возможности ГПП в добыче нефти могут быть эффективно использованы только в результате рационального планирования этого процесса с учётом ожидаемой дополнительной добычи продукции скважин и затрат на его проведение.

ГПП применяют преимущественно в разведочных скважинах с многоколонной конструкцией, с трещиноватыми коллекторами, а также при капитальном ремонте, особенно после изоляционных работ, для повторной перфорации.

Технологическая схема. Для проведения ГПП в скважину (рис. 6.21) на НКТ спускают пескоструйный аппарат, в корпусе которого размещены две-четыре насадки диаметром 4,5 или 6 мм из абразивостойкого материала. Для точной установки АП напротив перфорированных пластов над НКТ размещают толстостенную муфту длиной до 50 см с толщиной стенки 10–15 мм. В АП предусмотрено два гнезда для клапанов. Верхний большой шаровой клапан закидывают временно для опрессовки НКТ, потом его поднимают обратным промыванием. Нижний, меньшего диаметра, закидывают на время образования каналов. Герметизацию затрубного пространства для отведения потока проводят при помощи самоуплотнённого сальника.

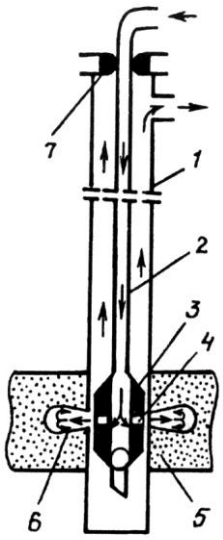


Рисунок 6.21 – Схема перфорации в скважине гидропескоструйным методом:
1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – АП; 4 – насадка;
5 – пласт; 6 – каналы ГПП; 7 – сальник

Последовательность работы. Перед процессом ГПП опрессовывают НКТ, после чего обратным промыванием поднимают верхний шаровой клапан и определяют гидравлические затраты давления $p_{затр}$. Малогабаритным прибором исследуют геологический разрез скважины ГК (НГК), чтобы направить АП к пластам, уточняют длину труб, учитывая их собственный вес. После этого закидывают нижний шаровой клапан и в НКТ закачивают жидкость с абразивным материалом. Преимущественно это песок размером 0,8–1,2, реже 2 мм. Смесь жидкости с песком поступает с расходом 8–16 л/с, при этом давление на насосных агрегатах составляет 25–45 МПа. При таких условиях скорость потока на выходе из насадок составляет 160–240 м/с.

Давление на манометрах агрегатов во время образования каналов должно быть постоянным, например, 35 МПа. На выходе из насадки потенциальная энергия давления жидкости переходит в кинетическую энергию потока, которая во время ударов песчинок о перегородку (трубы, породы) разрушает их. Частицы разрушенной породы выносятся из канала перфорации в затрубное пространство и вымываются на поверхность. Если аппарат с насадками зафиксирован якорем на конце труб неподвижно, то образованный канал будет иметь грушевидную форму. Такие условия образования канала называют закрытыми. Если аппарат не зафиксирован (что бывает наиболее часто), то он в конце НКТ получает обратно-поступательное движение, и канал принимает форму вертикальной выемки длиной 5–10 см. Движение аппарата обусловлено произвольным колебанием давления (± 2–3 МПа) на агрегатах. При незафиксированном аппарате из пласта выносятся части породы (чаще до 10 мм), а условия образования канала называют открытыми. Механизм образования канала объясняется по рисунку 6.22. Рассмотрим плоское сечение потока, вытекающего из насадки

диаметром d_0 с начальной скоростью u_0 и образовывающего канал. Скорость u_0 сравняется на расстоянии от насадки $\ell_0 \leq 5 \cdot d_0$, которую называют начальным участком потока; далее скорость резко снижается, потому что с отдалением от насадки внешние границы турбулентного потока расширяются за счёт захвата частиц жидкости из окружающей среды.

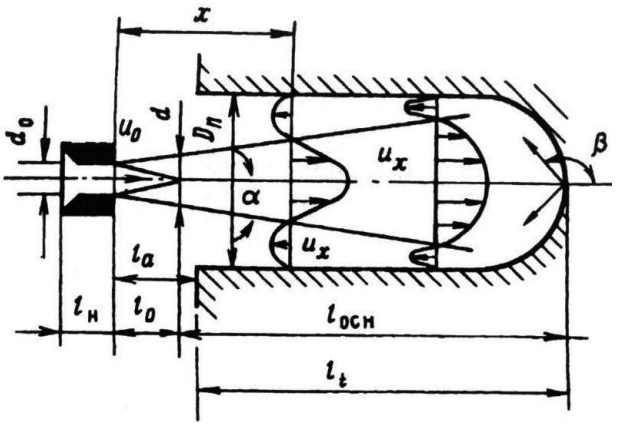


Рисунок 6.22 – Схема вытекания потока в канал

Вследствие увеличения массы осевая скорость потока снижается от u_0 до u_x. Например, на расстоянии $x = 40 \cdot d_0$ она уменьшается до $u_x = 0{,}1 \cdot u_0$, а сталкиваясь с дном канала, $u_x = 0$. Поскольку скорость твёрдых частиц (песка) больше скорости потока, то более тяжёлая твёрдая частица резко ударяется о перегородку (металл колонны, породу), преодолевает силы сцепления материала перегородки и разрушает его. Обсадная колонна должна находиться в пределах начального участка потока, так как тогда процесс образования отверстия в колонне длится лишь 1–2 мин. Остальное время резания затрачивается на образование канала в цементном кольце и породе.

Схема образования канала в скважине изображена на рисунке 6.23.

Глубина канала, формирующегося за цементным кольцом, определяется по уравнению

$$\ell_{пл} = R_{an} + \ell_a + \ell_t - r_c, \qquad (6.6)$$

где R_{an} – радиус аппарата, м; r_c – радиус скважины (по показателям каверномера в интервале формирования отверстий ГПП), мм; ℓ_t – глубина канала, сформированного ГПП, мм; ℓ_a – расстояние от торца насадки до эксплуатационной колонны, мм.

Рекомендуется выбрать R_{an}, для которого $\ell_a = 10 \div 20$ мм.

Если в зоне образования канала имеются большие каверны, то действие потока не может выйти за границы цементного кольца, и ГПП будет неэффективной. В этом случае следует идентифицировать формирование канала.

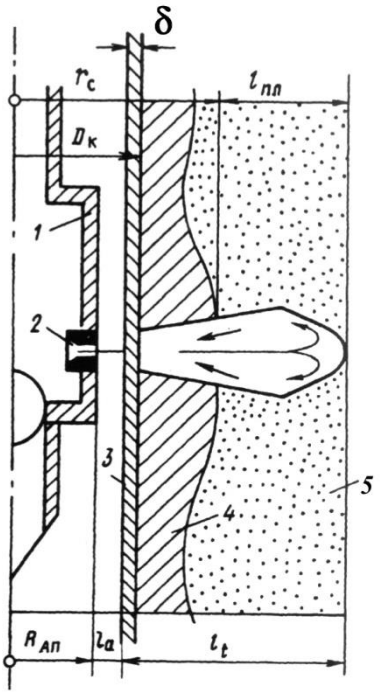


Рисунок 6.23 – Схема формирования канала ГПП в скважине:
1 – гидропескоструйный аппарат; 2 – насадка; 3 – колонна;
4 – цементное кольцо; 5 – пласт

Проектирование ГПП проводят для обеспечения заданного качества сообщения скважины с пластами путём образования необходимого количества каналов определённых размеров.

Во время проектирования необходимо обосновывать выбор скважины; выбрать рецептуру жидкости для ГПП, тип абразивного материала, его фракционный состав и концентрацию в жидкости; рассчитать основные параметры процесса, подобрать глубинное, устьевое и наземное оборудование, оценить технологическую и экономическую эффективность спроектированного процесса.

Обоснование выбора скважины производят на основании данных параметров работы, сравнения её продуктивности с соседними скважинами того же пласта, данных гидродинамических исследований, по которым определяют фактическое значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины φ.

ГПП наиболее целесообразно применять в скважинах, гидродинамически несовершенных по характеру вскрытия пласта. Если такое несовершенство не обнаружено (например, после кумулятивной перфорации $\varphi_c = \varphi_{кн}$), то принимают большее по сравнению с ним значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины после ГПП, которое необходимо достичь.

Жидкости для ГПП не должны существенно снижать проницаемость продуктивных пластов и содействовать очищению призабойной зоны от загрязнения. Для ГПП преимущественно применяют водные растворы ПАЖ на пресной технической или минерализованной пластовой воде.

ПАЖ выбирают по таким же принципам, как и продвигающие и вытесняющие жидкости для кислотных обработок. Целесообразно, кроме того, использовать рецептуры таких жидкостей для глушения скважины перед текущим или капитальным ремонтом.

Абразивный материал – это обычно кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5 %), фракционный состав песка 0,5–1,2 мм. Наибольшие частицы не должны быть более 2 мм, так как иначе они могут закрывать отверстия насадок АП. Оптимальная концентрация песка составляет 30–50 кг/м^3 (3–5 %). С возрастанием концентрации песка обычно увеличивается объём канала ГПП при той же глубине.

Прочность породы на сжатие значительно влияет на длину канала. Начальная скорость разрушения породы, от которой зависит длина канала ГПП, является функцией квадратного корня значения её прочности на сжатие $u_{оп} = f\left(\sqrt{\sigma_{сж}}\right)$. Например, при одинаковых условиях длина канала в породе с прочностью на сжатие 20 МПа составляет 185 мм, а с прочностью 60 МПа – 125 мм.

Форма и диаметр насадки также значительно влияют на длину канала ГПП. Наиболее эффективные насадки с коноидальными входом и конусной проточной частью, диаметр которых выбирают, исходя из гидравлической мощности применяемых насосных агрегатов, равным 4,5 или 6 мм. Увеличение диаметра насадки в 2 раза при прочих равных условиях увеличивает длину канала почти вдвое.

Перепад давления в насадке – один из параметров процесса, который обусловливает увеличение глубины канала ГПП, и его наиболее трудно поддерживать постоянным. Начальная скорость потока является функцией квадратного корня из перепада давления $u_0 = f\left(\Delta p^{0,5}\right)$, и именно она линейно влияет на длину образующегося канала. Например, увеличение перепада давления от 17 до 32 МПа содействует возрастанию длины канала от 9 до 13 см при прочих равных условиях.

Рассмотрим трудности, обусловленные нестабильностью работы насосных агрегатов во времени (процесс ГПП длительный, не менее 30–60 мин. для каждого резания). Далее, во время ГПП, постоянно разрушается входная часть насадки, а также её сечение. Насадки из сплава ВК-6 после 10–15 резаний АП следует менять, так как их диаметр увеличивается на 1,0–1,5 мм. Давление на уровне АП в затрубном пространстве нестабильно. В затрубном пространстве может содержаться жидкостно-песчаная (большей плотности) смесь, при помощи которой происходит процесс, или чистая жидкость (меньшей плотности) в начале процесса резания в данном интервале или после его завершения, когда промывают скважину для приподнятия АП в новый интервал.

Давление на устье скважины принимают стабильным, но таковым оно не является.

По данным Г.Д. Савенкова (1968), изменение давления относительно заданной величины (обычно 20–40 МПа) составляет ± 2–3 МПа. На уровне АП такое изменение давления вызвано движением плунжеров насосных агрегатов. Например, в скважине глубиной около 3000 м в результате изменения давления в устье на 1 МПа АП, а следовательно, и насадки, перемещаются почти на 3 см. Поэтому в обсадной колонне обычно образуется не отверстие диаметром 20–25 мм (как при первоначальной перфорации с защемлением АП в стендовых условиях), а щель длиной приблизительно 10 мм. Это даёт два преимущества для ГПП с незакреплённым АП:

1) длина образующегося канала возрастает на 20–30 %;

2) не возникает избыточное давление в канале перфорации за обсадной колонной, а следовательно, не разрушается цементное кольцо и не забиваются поры породы на поверхности образующегося перфорационного канала.

Возрастает качество вскрытия пласта ГПП в отличие от кумулятивной перфорации.

Время образования канала – контролируемый параметр процесса, который не зависит от других факторов. Канал образуется интенсивнее в первые минуты резания потоком, после 30 мин. рост глубины канала значительно замедляется. Здесь следует различать условия резания с зафиксированными и незафиксированными НКТ с АП. В первом случае имеем так называемые закрытые условия образования канала, а во втором – открытые. В закрытых условиях расширение канала усложняется, так как много энергии затрачивается во встречных потоках круглого отверстия, образовавшегося в эксплуатационной обсадной колонне и имеющего размер $(3 \div 4) \cdot d_0$ диаметра насадки. В открытых условиях, когда отверстие в колонне овальной формы и большая ось его близка к $20 \cdot d_0$, поток, вытекая из канала, не встречает сопротивления и глубина канала увеличивается. Открытые условия свойственны для ГПП в зоне фильтра или без колонны. Известно, что увеличение канала ГПП можно записать как функцию времени:

$$\ell_t = f\left(\sqrt[3]{t}\right). \qquad (6.7)$$

Эта функция описывает увеличение канала за ограниченное время, например, до 100 мин. от начала резания.

ГПП с использованием глинистых растворов применяют в скважинах с высоким пластовым давлением. Особенности технологии заключаются в использовании глинистых растворов плотностью 1,5–1,8 г/см^3 с абразивным материалом. Во время проведения возрастают вязкость и статическое напряжение сдвига, несколько уменьшается водоотдача. Это объясняется диспергированием глинистых и абразивных частиц во время резания.

Для проведения ГПП с использованием глинистого раствора готовят раствор бентонитовой глины плотностью 1,14–1,18 г/см^3. Потом на поверхности производят 5–6 циклов циркуляции всего раствора с перепадом

давления 25–30 МПа, направляя поток на металлический предмет. В этот момент диспергируются частицы глины, и раствор становится более стабильным. Благодаря диспергированию затраты глинопорошка уменьшаются вдвое. Далее добавляют к приготовленному раствору абразивный материал – барит, гематит, кварцевый песок. В этом ряду абразивность возрастает от барита к песку. Длительная работа агрегатов обеспечивается в том случае, если диаметр частиц абразива находится в пределах 0,4–0,8 мм. В раствор вначале добавляют 5 % абразивного материала. После 2–3 циклов циркуляции через насадки АП раствор отрабатывается, и поэтому необходимо заменить абразивный материал новым (также 5 %). Остальные параметры и технология остаются без существенных изменений.

ГПП с газовой фазой (азотом) целесообразно производить в скважинах с низким пластовым давлением. Особенности технологии связаны с применением двух азотных газификационных установок АГУ-8к, которые перевозят жидкий азот и газифицируют его под давлением 22 МПа с расходом 6 нм^3/мин. Газ поступает в жидкость через эжектор, и поэтому давление газожидкостной смеси с газосодержанием потока $\varphi = 0{,}2$ (вычисленным при гидростатическом давлении жидкости на уровне АП в скважине) достигает на устье 30 МПа, если давление на насосных агрегатах составляет 40 МПа. В остальном технология существенно не отличается от технологии обычной ГПП. Следует чётко придерживаться правил техники безопасности во время проведения работ.

Таким образом, при использовании ГПП с газовой фазой глубина канала возрастает на 30 %, а его объём – на 200 %. Возникает дополнительный перепад давления на насадках и уменьшается противодавление на пласт. К недостаткам следует отнести трудности, связанные с транспортировкой жидкого азота на скважины, и его высокую стоимость.

ГПП с созданием перекрёстных каналов предлагается для тонкослоистых пластов. Для проведения перфорации насадки размещают под углом обычно меньше 45° к горизонту. Для ГПП применяют конструкции (Г.Д. Савенкова) часто с автоматическим перекрытием части насадок и продолжением образования тех каналов, которые не перекрыты. Обратный поток частично сбрасывается в канал, образованный перекрытой насадкой.

ГПП с аппаратами для образования вертикальных или горизонтальных надрезов пласта впервые предложена ВНИИ (Москва) для инициирования щелей ГРП, улучшения связи скважины с пластами и т.п.

ГПП с выдвижением насадки в пласт применяют для образования глубоких каналов. Существуют различные конструкции аппаратов с одной насадкой на гибкой трубке, которая входит в пласт, а также конструкции ЦНДЛ АТ «Укрнафта» (г. Ивано-Франковск), института «Сирка» (г. Львов).

6.10.2 Методика расчёта и примеры решения задач

Проектирование ГПП проводят поэтапно:

оценивают технологическую и экономическую эффективность применения ГПП;

определяют допустимые значения основных параметров резания, необходимых для образования каналов ГПП на проектной глубине;

рассчитывают основные параметры резания и необходимые материальные ресурсы для проведения работ.

Принимаем практическое значение коэффициента гидродинамического совершенства φ, определяем дополнительную добычу нефти и газа, а также оцениваем стоимость ГПП и её эффективность.

Задаваясь длиной и плотностью каналов ГПП, требуемых для достижения проектного значения коэффициента φ, оцениваем, какие режимы резания необходимы для образования каналов, и проверяем, достижимы ли они при возможном давлении на устье скважины. Если давления превышают возможные, то уменьшают число насадок, а если и это не помогает, то уменьшают проектное значение φ. Используя результаты первых двух этапов, рассчитываем параметры резания каналов и режимы работы насосных агрегатов и их качество; колонну НКТ из труб, имеющихся на предприятии; длительность ГПП, определяем потребность в материалах. На основе полученной информации можно точнее рассчитать стоимость ГПП и определить её экономическую эффективность.

Задача 6.1

Рассчитать эффективность ГПП.

Методика

Рассмотрим варианты применения ГПП для вскрытия пласта.

1. Первичную ГПП всей эффективной мощности, которую должны испытать на приток, применяют в основном в разведочных скважинах для испытания притока из маломощных объектов (толщиной менее 25 м). Ожидаемый дебит нефти рассчитываем из формулы

$$q_н = \frac{\varphi_{гл} \cdot q_п \cdot \rho_н \cdot (100 - \omega_{об})}{100}, \qquad (6.8)$$

где $q_н$ – дебит нефти после ГПП, тонн/сут.; $\varphi_{гл}$ – гидродинамическое несовершенство после ГПП, $\varphi_{гл} = \varphi_c$ и рассчитывается по формуле (6.4) или (6.5); $q_п$ – потенциальный дебит скважины, полученный, например, по данным исследований пластоиспытателем после бурения, или ожидаемый дебит, определённый из геолого-промысловой характеристики данной скважины, м^3/сут.; $\rho_н$ – плотность нефти, тонн/м^3; $\omega_{об}$ – обводнённость продукции скважины, %.

Дебит газа определяем следующим образом:

$$q_г = q_н \cdot G_0 \tag{6.9}$$

где G_0 – газовый фактор, м^3/тонн.

Ожидаемую дополнительную добычу нефти после первичной перфорации зацементированной обсадной колонны всех продуктивных пластов, которые используют, находим по формуле

$$\Delta Q_н = \sum_1^j q_п \cdot K_c^j \cdot t$$

или

$$\Delta Q_н = q_п \cdot K_е \cdot t \cdot \sum_1^j K_м^j, \tag{6.10}$$

где $\Delta Q_н$ – дополнительная добыча нефти, тонн; $K_м$ – безразмерный коэффициент месячного изменения дебита; $K_е$ – безразмерный коэффициент эксплуатации скважины; j – месяцы после ГПП, в том числе месяц проведения ГПП; j = 1 и так далее до конца текущего года (или j = 12, если результаты ГПП определяют за календарный год); t_j – календарное время каждого последующего месяца в сутках (в среднем можно принять t_j = 30,5).

Дополнительную добычу газа определяем по известным годовым факторам:

$$\Delta Q_г = \frac{\Delta Q_н \cdot G_0}{1000}, \tag{6.11}$$

где $\Delta Q_г$ – дополнительная добыча газа, тыс. м^3.

Экономическую эффективность ГПП находим по формуле

$$Э = (Ц_н - С_н) \cdot \Delta Q_н + (Ц_г - С_г) \cdot \Delta Q_г - З_{гп}, \tag{6.12}$$

где $Ц_н$ – отпускная цена нефти, руб./тонн; $С_н$ – себестоимость 1 тонны нефти, руб./тонн; $Ц_г$ – цена 1000 м^3 газа, руб./1000 м^3; $С_г$ – себестоимость газа, руб./1000 м^3; $З_{гп}$ – стоимость ГПП вместе с затратами на все виды ресурсов для проведения процесса, а также стоимость контрольного ремонта, руб.

Если E > 0, то применение ГПП целесообразно, поскольку процесс экономически выгоден.

2. Вторичную ГПП всего интервала перфорации, который был вскрыт кумулятивной перфорацией, применяют преимущественно в разведочных скважинах, когда имеются данные промысловых исследований, которые свидетельствуют о недостаточном качестве кумулятивной перфорации.

Дебит нефти и газа после ГПП рассчитывают по уравнениям (6.8) и (6.9). Увеличение дебита нефти (тонн) можно оценить также, используя зави-симость

$$\Delta q_н = \frac{(\varphi_{гп} - \varphi_{кп}) \cdot q_н \cdot \rho_н \cdot (1000 - \omega_0)}{100}, \qquad (6.13)$$

где $\varphi_{кп}$ – гидродинамическое совершенство после КП, которое определяют по формуле (6.4) или по графику рисунка 6.20.

Прирост дебита газа, тыс. м^3/сут.:

$$\Delta q_г = \frac{\Delta q_н \cdot G_0}{1000}. \qquad (6.14)$$

Оценивать увеличение дебита после ГПП можно и таким образом:

$$\Delta q = q_н - q_ф, \qquad (6.15)$$

где $q_н$ – определяют по формуле (6.8); $q_ф$ – фактический дебит нефти перед ГПП, тонн/сут.

Ожидаемая дополнительная добыча нефти может определяться из зависимости

$$\Delta Q_н = \Delta q_н \cdot K_е \cdot t_j \cdot \sum_1^j K_м^j. \qquad (6.16)$$

Дополнительную добычу газа определяют по формуле (6.11). Экономическую эффективность рассчитывают из уравнения (6.12).

3. Первичную ГПП дополнительного интервала в скважине (дострел) осуществляют, если часть пласта уже была перфорирована иным способом или обсажена фильтром.

Дебит из дополнительного интервала перфорации можно определить, как и для первичной ГПП всей мощности, по формулам (6.8) и (6.9), учитывая, что дебит $q_н$ известен только для нового интервала, который будет подвержен ГПП. Ожидаемая дополнительная добыча нефти и газа определяется по формулам (6.10) и (6.11). Таким образом, дополнительная добыча нефти и эффективность ГПП рассчитываются аналогично, как и для первого варианта.

Полный дебит скважины равен сумме дебитов

$$q_{н.скв} = q_н + q_ф. \qquad (6.17)$$

Но эффективность ГПП определяем только в связи с дебитом дополнительного интервала и приростом добычи нефти за его счёт.

4. Вторичная ГПП части разреза, вскрытого до того КП, в скважине с однородным пластом.

Для расчёта эффективности ГПП применим условную гидропроводность каждого перфорированного пласта E_i в разрезе скважины:

$$E_i = k_{0\,i} \cdot h_{пл\,i}, \tag{6.18}$$

где $k_{0\,i}$ – проницаемость пласта, мкм^2; $h_{пл\,i}$ – толщина пласта, м.

Находим суммарную условную гидропроводность всех пластов скважины:

$$\varepsilon_{скв} = \sum_{1}^{j} k_{0\,i} \cdot h_{пл\,i}. \tag{6.19}$$

Относительную гидропроводность каждого пласта $\varepsilon_{от\,i}$ находим из формулы

$$\varepsilon_{от\,i} = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{скв\,i}}. \tag{6.20}$$

Потенциальный дебит каждого пласта

$$q_{пн\,i} = q_п \cdot \varepsilon_{от\,i}, \tag{6.21}$$

где $q_{пн\,i}$ – потенциальный дебит *i*-го пласта, м^3/сут.

Коэффициенты гидродинамического совершенства пластов, которые подвергаются КП или ГПП, рассчитывают по формулам или определяют по графикам.

Зная потенциальный дебит скважин с однородным пластом и значения $\varphi_c = \varphi_{кп}$ или $\varphi_{гп}$, легко определяем ожидаемый дебит жидкости каждого из пластов после КП или ГПП по формуле

$$q_{п(кп,\,гп)\,i} = q_{п.н\,i} \cdot \varphi_{с\,(кп,\,гп)}. \tag{6.22}$$

Дебит скважины перед ГПП рассчитывают как сумму дебитов всех пластов после КП. После ГПП для части пластов вычисляют новый дебит этих пластов, который вместе с дебитом остальных пластов после КП в сумме будет составлять новый дебит скважины.

Дебит нефти каждого пласта определяют по известному дебиту жидкости после КП или ГПП по формуле

$$q_{п(кп,\,гп)\,i} = \frac{q_{п(кп,\,гп)\,i} \cdot \rho_н \cdot 100 \cdot \omega_0}{100}. \tag{6.23}$$

Ожидаемый прирост дебита из *i*-го пласта

$$\Delta q_{н\,i} = q_{н(кн,\,гн)} - q_{н,\,кп\,i},$$

а для нескольких пластов

$$q_{н.гп} - q_{н.кп} = \sum_{1}^{j} \Delta q_{н\,i}. \tag{6.24}$$

Тогда прирост добычи нефти определяем по зависимости

$$\Delta Q_н = \left(q_{н.гп} - q_{н.кп}\right) \cdot K_e \cdot t_j \cdot \sum_1^j K_м^j .$$

Прирост добычи газа рассчитываем по формуле (6.11), а экономическую эффективность проведения ГПП – по уравнению (6.12).

Рассматривая значения технологической и экономической эффективности ГПП, принимаем решение о целесообразности её проведения.

5. Вторичная ГПП для части интервала, раскрытого уже КП, в скважине с неоднородным пластом.

Для расчёта эффективности ГПП вначале определим условную гидропроводность и потенциальный дебит каждого перфорированного пласта по формулам (6.18) – (6.21). Аналогично вычисляем фактический текущий дебит каждого пласта $\Delta q_{н.ф\,i}$ по следующей формуле:

$$\Delta q_{н.ф\,i} = q_ф \cdot \varepsilon_{от\,i}, \tag{6.26}$$

где $q_ф$ – фактический дебит скважины после раскрытия пласта КП, м^3/сут.

Находим значение коэффициента гидродинамического несовершенства скважины и каждого пласта

$$\varphi = \varphi_i;$$

$$\varphi = \varphi_i = \frac{q_ф}{q_n}. \tag{6.27}$$

Коэффициенты гидродинамического несовершенства однородных пластов по характеру их вскрытия после проведённой кумулятивной перфорации проектируемой ГПП определяем по формулам или по графикам и рассчитываем на их основе ожидаемый дебит каждого однородного пласта $q_{п.кп\,i}$ и $q_{п.гп\,i}$. Сравнивая значения фактических дебитов неоднородных пластов с рассчитанными дебитами однородных пластов после КП, можно увидеть, что последние гораздо больше. Следовательно, прогнозирование дебита неоднородных пластов после вторичной их ГПП также даёт значительно завышенные результаты. Поэтому, определив φ или φ_i, по формуле (6.27) для скважины с загрязнённым пластом, рассчитать $\varphi_c = \dfrac{\varphi}{\varphi_{c(кп,\,гп)}}$, используя значение $\varphi_{c(кп,\,гп)}$ однородного пласта, невозможно.

Дебит скважины с неоднородными пластами после ГПП определяем как и эффективность ГРП, поскольку $\varphi = \varphi_{гп}$ близко к единице. Отметим, что и тогда ожидаемый дебит будет несколько завышенным:

$$\varphi_г = \frac{\ln\left(\frac{r_к}{r_с}\right)}{\ln\left(\frac{r_к}{r_{усл}}\right)}, \qquad (6.28)$$

где $\varphi_г$ – отношение дебитов скважины с неоднородными пластами до и после ГПП; $r_{усл}$ – радиус условной скважины,

$$r_{усл} = r_с + \ell_{пл}. \qquad (6.29)$$

Ниже приведены расчётные значения $\varphi_г$ для $r_к$ = 200 м, $r_с$ = 0,1 м и изменяющегося значения $\ell_{пл}$ после ГПП:

$r_{усл}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
$\varphi_г$	1,10	1,17	1,22	1,27	1,31	1,35

Ожидаемый дебит скважины (или части её сечения) с неоднородным пластом после ГПП

$$q_{ф.гп} = q_ф \cdot \varphi_г. \qquad (6.30)$$

Тогда прирост добычи жидкости рассчитываем по формуле

$$\Delta q_ф = \sum_1^j q_{ф.гп\,i} - \sum_1^j q_{ф.гп\,i}. \qquad (6.31)$$

Прирост дебита нефти вычисляем по уравнению

$$\Delta q_н = \frac{\Delta q_ф \cdot \rho_н \cdot (100 - \omega_0)}{100}, \qquad (6.32)$$

прирост дебита газа – по формуле (6.14), дополнительную добычу нефти и газа – по уравнениям (6.10) и (6.11), экономическую эффективность ГПП по формуле (6.9), а потом делаем вывод о целесообразности ГПП.

Пример 6.1.1

Вскрыть в интервале 2160–2185 м ($h_{пл}$ = 25 м) пласт, обсаженный зацементированной колонной $D_к$ = 146 мм с толщиной стенки δ = 10 мм.

Цементное кольцо с $\left(r_с - \frac{D_к}{2}\right)$ = 77 мм, поскольку напротив продуктивного горизонта имеются каверны. В таких условиях целесообразно применять ГПП. Размеры проектированных каналов ГПП в породе < $\sigma_{сж}$ = 50 МПа за цементным кольцом: $\ell_{пл}$ = 150 мм, $r_{пл}$ = 35 мм. Число ярусов каналов в горизонтальной плоскости одного яруса $n_к$ = 1. Радиус

контура питания $r_к$ = 100 м, радиус скважины $r_с$ = 0,1 м. Пласт с незагрязнённой призабойной зоной: $\varphi = \varphi_с$. Потенциальный дебит скважины $q_п$ = 20 м^3/сут.; плотность нефти $\rho_н$ = 0,84 тонн/м^3; обводнённость продукции ω_0 = 0; газовый фактор G_0 = 160 м^3/тонн. Цена 1 тонны нефти $Ц_н$ = 150 руб., цена 1000 м^3 газа $Ц_т$ = 100 руб. Себестоимость 1 тонны нефти $C_н$ = 50 руб., себестоимость 1000 м^3 газа $C_г$ = 40 руб.; коэффициент ежемесячного изменения дебита $K_м$ = 0,96; коэффициент эксплуатации скважины K = 0,97; рассчитанная длительность эксплуатации скважины после ГПП 6 месяцев, так как работу выполняют в июне и t_j = 30,5 сут. Стоимость ГПП вычисляют по известной нормативной стоимости изготовления одного отверстия ГПП $Ц_о$ = 1000 руб. Поэтому стоимость ГПП 25 м пласта плотностью $n = n_я \cdot n_к = 3 \cdot 1 = 3$ отв./м, $C_{см} = 25 \cdot 3 \cdot 1000 = 75\,000$ руб.

Решение

1. Рассчитываем ожидаемый коэффициент гидродинамического совершенства скважины после ГПП по формуле (6.4)

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{100}{0{,}1}\right)}{\left(\frac{4 \cdot 100}{0{,}150}\right) + \left(\frac{1}{0{,}150 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1}\right) \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}0035 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1}\right)} = 0{,}78.$$

Напомним, что по условиям задачи $\varphi = \varphi_{гп}$.

2. Дебит нефти после ГПП определяем по уравнению (6.8):

$$q_0 = \frac{0{,}8 \cdot 20 \cdot 0{,}84 \cdot (100 - 0)}{100} = 13{,}4 \text{ тонн/сут.}$$

3. Дополнительную добычу нефти после ГПП, которая будет произведена 25–30 июня текущего года, рассчитываем по формуле (6.10):

$$\Delta Q_н = 13{,}4 \cdot 0{,}97 \cdot 30{,}5 \cdot \left(0{,}96^1 + 0{,}96^2 + 0{,}96^3 + 0{,}96^4 + 0{,}96^5 + 0{,}96^6\right) =$$

$$= 2015 \text{ тонн.}$$

4. Прирост добычи газа вычисляем по уравнению (6.11):

$$\Delta Q_г = \frac{2015 \cdot 160}{1000} = 322 \text{ тыс. м}^3.$$

5. Экономическую эффективность работ вычисляем по формуле (6.12) без сравнения с КП, которую здесь применять нецелесообразно в связи с большим диаметром каверны:

$$Э = (150 - 50) \cdot 2015 + (100 - 40) \cdot 322 - 750000 = 145820 \text{ руб.}$$

Следовательно, проведение ГПП экономически выгодно.

Пример 6.1.2

Скважиной вскрыт пласт толщиной $h_{пл}$ = 10 м, потенциальный дебит которого $q_н$ = 10 м^3/сут. с обводнённостью ω_0 = 30 %. Толщина цементного кольца 25 мм. В скважине возможна КП с зарядами ПК-103, плотностью 20 отверстий на 1 м с глубиной каналов в пласте $\ell_{пл}$ = 67 мм и радиусом каналов $r_{пл}$ = 2,6 мм или ГПП плотностью n = $n_я \cdot n_к$ = 3 · 1 = 3 отверстия на 1 м, глубиной каналов $\ell_{пл}$ = 150 мм и $r_{пл}$ = 35 мм. Остальные данные см. пример 6.1.1. Оценить технологическую целесообразность проведения ГПП стоимостью $Cm_{гп}$ = 10 · 3 · 1000 = 30000 руб.

Решение

1. Оценим ожидаемый коэффициент гидродинамического совершенства скважины после КП по формуле (6.4), сравнив $n_{кп}$ и 0,5 · $n_{кп}$:

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{100}{0{,}1}\right)}{\left(\frac{4\cdot 100}{0{,}067}\right)+\left(\frac{1}{0{,}067\cdot 20\cdot 0{,}5}\right)\cdot\left(\frac{1}{2\cdot 7{,}0\cdot 0{,}0026\cdot 20\cdot 0{,}5}\right)} = 0{,}61.$$

2. Прирост дебита нефти после ГПП сравнительно с ожидаемым КП рассчитываем по формуле (6.13), используя известное значение $\varphi_{гп}$ = 0,78 из примера 6.1.1:

$$\Delta q_н = \frac{(0{,}78 - 0{,}61)\cdot 10\cdot 0{,}84\cdot(100-30)}{100} = 1{,}0 \text{ тонн/сут.}$$

3. Дополнительную добычу нефти вычисляем по уравнению (6.16):

$$\Delta Q_н = 1{,}0\cdot 0{,}97\cdot 30{,}5\cdot 5{,}2 = 154 \text{ тонн.}$$

4. Дополнительную добычу газа рассчитываем по формуле (6.11):

$$\Delta Q_г = 169\cdot\frac{154}{1000} = 26 \text{ тыс. м}^3.$$

5. Экономическая эффективность работ с учётом (6.12)

$Э$ = (150 – 50) · 154 + (100 – 40) · 26 – 30000 = – 13040 руб.

Таким образом, применение ГПП экономически нецелесообразно.

Пример 6.1.3

Скважиной вскрыта эоценовая залежь с тремя пластами. Первый пласт в интервале 2500–2514 м с толщиной пласта $\ell_{пл}$ = 14 м, перфорированный ПКС-80, плотностью n = 12 отверстий на 1 м (тип коллектора KL-1, пористость m_0 = 10 %), второй пласт в интервале 2517–2528 м (KL-1, m = 10 %, $h_{пл}$ = 11 м) и третий пласт – 2534–2567 м (KL-2, m = 11 %,

$h_{пл}$ = 33), перфорирован ПКС-105 с такой же плотностью. Термометрическими исследованиями определено, что производят два нижних пласта. Провести ГПП в интервале 2500–2514 м с прочностью породы на сжатие $\sigma_{сж}$ = 100 МПа для создания каналов $\ell_{пл}$ = 150 мм, $r_{пл}$ = 35 мм, плотностью $n = n_я \cdot n_к = 3 \cdot 1 = 3$ отверстия на 1 м. Потенциальный дебит скважины $q_н$ = 82 м^3/сут., обводнённость ω_0 = 20 %.

Пласт является однородным в радиальном направлении φ_s = 1. Радиус скважины r_c = 0,1 м, диаметр колонны $D_к$ = 146 мм. Остальные данные см. пример 6.1.1.

Стоимость ГПП оценивают с учётом результатов предварительных работ:

$$Cm_{пл} = 14 \cdot 3 \cdot 1000 = 42000 \text{ руб.}$$

Решение

1. Рассчитаем ориентировочное участие пластов в притоке в скважину и их потенциальные дебиты. Проницаемость пластов первого и второго типа коллектора по их пористости определяют по эмпирическим формулам.

2. По уравнению (6.18) рассчитываем условную гидропроводность каждого пласта, гидропроводность всех пластов скважины вычислим по формуле (6.19), а потенциальные дебиты каждого пласта по уравнению (6.21). Например, для первого пласта $q_{п.н}$ = 82 · 0,323 = 26,5 м^3/сут. Результаты расчётов сведены в таблице 6.8.

Определим предполагаемый коэффициент гидродинамического совершенства по характеру раскрытия пласта кумулятивной перфорацией, пользуясь рисунком 6.20. По данным кривой 7 для перфорации ПКС-105 с n = 12 отверстий на 1 м в породе с $\sigma_{сж}$ = 97 МПа значение φ_c = 0,57. Оно уменьшено для прочности породы с $\sigma_{сж}$ = 37 МПа, где φ_c = 0,69, в 1,2 раза. Аналогично, пользуясь кривой 8 для ПКС-80 и $\sigma_{сж}$ = 37 МПа, найдем φ_c = 0,53, а для $\sigma_{сж}$ = 97 МПа имеем $\varphi_c = \dfrac{0{,}53}{1{,}2} = 0{,}44$.

Ожидаемый коэффициент гидродинамического совершенства после ГПП в интервале 2503–2513 м каналами $\ell_{пл}$ = 0,150 м и $r_{пл}$ = 0,035 м для $n_я$ = 3 и $n_к$ = 1 (3 отверстия на 1 м) по данным примера 6.1.3 $\varphi \cong 0{,}8$.

3. Рассчитываем ожидаемый дебит после КП, пользуясь данными о рассчитанных потенциальных дебитах пластов и определёнными коэффициентами φ_c = 0,44 и φ_c = 0,57 и считая, что пласты являются незагрязнёнными. Тогда дебиты отдельных пластов вычисляем по формуле (6.22). Для первого пласта $q_{кп}$ = 25,5 · 0,44 = 11,7 м^3/сут. и т.д.

Результаты расчётов сведены в таблице 6.9.

Таблица 6.8 – Расчёт потенциального дебита пластов скважины с незагрязнённой призабойной зоной

Номер пласта	Интервалы перфорации, м		$h_{пл\,i}$, м	$m_{0\,i}$, %	Тип коллектора *KL*	$r_{0\,i}$, фм^2	ε_1	$\varepsilon_{от}$	$q_{пн}$, м^3/сут.
	$h_в$	$h_н$							
1	2500	2514	14	10	1	9	126	0,323	26,5
2	2517	2528	11	10	1	9	99	0,254	20,8
3	2534	2567	33	11	2	5	165	0,423	34,7
Всего	–	–	58	–	–	–	390	1,000	82,2

Таблица 6.9 – Расчёт дебита пластов скважины с незагрязнённой призабойной зоной после КП и ГПП

Номер пласта	$\varphi_с = \varphi_{кп}$	$q_{кп}$, м^3/сут.	$\varphi_с = \varphi_{гп}$, м^3/сут.	$q_{гп}$, м^3/сут.	$q_{кп} + q_{гп}$, м^3/сут.	$q_{н.\,нп}$, м^3/сут.	$q_{н.\,гп}$, м^3/сут.	$\Delta q_н$, м^3/сут.
1	0,44	11,7	0,80	21,2	21,2	7,9	14,2	6,3
2	0,57	11,9	–	–	11,9	8,0	8,0	0
3	0,57	19,8	–	–	19,8	13,3	13,3	0
Всего	–	43,4	–	–	52,9		35,3	63

4. Дебит нефти из скважины после КП вычислим по формуле (6.23)

$$q_{н.кп} = \frac{43{,}4 \cdot 0{,}84 \cdot (100 - 20)}{100} = 29{,}2 \text{ тонн/сут.}$$

Аналогично найдём дебит нефти каждого пласта и запишем в таблицу 6.9.

5. Рассчитаем ожидаемый дебит после ГПП для первого пласта. Проще всего в этой ситуации воспользоваться формулой (6.22), подставив $\varphi_{с(гп)} = 0{,}8$ для ГПП. Тогда дебит первого пласта $q_{гп} = 26{,}5 \cdot 0{,}8 = 21{,}2$ м^3/сут., а дебит скважины $q_{гп} = 21{,}2 + 11{,}9 + 19{,}8 = 52{,}9$ м^3/сут.

Принимая во внимание обводнённость пласта, вычисляем дебит нефти после ГПП по уравнению (6.23)

$$q_{н.гп} = 52 \cdot 9 \cdot 0{,}84 \cdot \frac{100 - 20}{100} = 35{,}5 \text{ тонн/сут.}$$

6. Определяем ожидаемый прирост добычи нефти по формуле (6.25)

$$\Delta Q_н = (35{,}5 - 29{,}2) \cdot 0{,}97 \cdot 30{,}5 \cdot 5{,}2 = 969 \text{ тонн.}$$

7. Прирост добычи газа найдём по уравнению (6.11)

$$\Delta Q_г = \frac{969 \cdot 160}{1000} = 155 \text{ тыс. м}^3.$$

8. Рассчитаем экономическую эффективность работ по формуле (6.12):

$$Э = (150 – 50) \cdot 969 + (100 – 40) \cdot 155 – 42000 = 64200 \text{ руб.}$$

Таким образом, процесс ГПП экономически эффективен.

Пример 6.1.4

Условия такие же, как в примере 6.1.3, с той разницей, что пласты в призабойной зоне загрязнены и пласт неоднороден в радиальном направлении. Фактический дебит скважины перед ГПП $q_ф$ = 27 м^3/сут., а обводнённость ω_0 = 20 %. Проверить, эффективно ли ГПП экономически в этой же скважине в условиях загрязнения призабойной зоны.

Решение

1. Вычислим коэффициент гидродинамического несовершенства скважины, используя значение фактического и потенциального дебитов, по уравнению (6.27). Например, для какого-нибудь пласта

$$\varphi = \frac{27{,}0}{82{,}0} = 0{,}33.$$

2. Рассчитаем распределение фактических дебитов между пластами, используя данные из таблиц 6.8–6.9.

Фактический дебит пласта № 1, определённый по формуле (6.26), составляет

$$q_{нф\,i} = 27 \cdot 0{,}333 = 8{,}7 \text{ м}^3\text{/сут.}$$

Результаты расчётов сводим в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Расчёт дебита пластов скважины с загрязнённой призабойной зоной после КП и ГПП

Номер пласта	$q_{п.нi}$, м^3/сут.	$q_{п.фi}$, м^3/сут.	φ_i	$\varphi_c = \varphi_{кп}$	$q_{н.кп}$, м^3/сут.	$q_{гп}$, м^3/сут.	$q_{н.гп}$ м^3/сут.	$\varphi_г$	$q_{ф.гпi}$, м^3/сут.	$\Delta q_н$, м^3/сут.
1	26,5	8,7	0,33	0,44	11,7	0,8	21,2	1,17	10,2	1,0
2	20,8	6,8	0,33	0,57	11,9	–	–	–	6,8	–
3	34,7	11,5	0,33	0,57	19,8	–	–	–	11,5	–
Всего	82,0	27,0	0,33	–		–	–	–	28,5	1,0

3. Определяем $\varphi_c = \varphi_{кп}$ и $\varphi_c = \varphi_{гп}$, как в примере 6.1.3. Находим соответствующие им дебиты скважины с однородными пластами. Сравнивая значения дебитов однородного пласта № 1 после КП и ГПП $q_{н.кп}$ = = 11,7 м^3/сут и $q_{н.гп}$ = 21,2 м^3/сут. с фактическим дебитом неоднородного пласта $q_{н.фi}$ = 8,7 м^3/сут., приходим к выводу о значительном влиянии загрязнения призабойной зоны на дебит. Это влияние можно ликвидировать путём КО или обработок ПАЖ и т.п., но вначале оценим эффективность ГПП.

4. Рассчитаем ожидаемое увеличение дебита скважины с неоднородными пластами после ГПП на основе фактического дебита как для скважины

с увеличенным радиусом по формулам (6.28) и (6.29).

По уравнению (6.29) определяем условный радиус скважины:

$$r_{усл} = 0{,}1 + 0{,}15 = 0{,}25 \text{ м}.$$

Находим значение $\varphi_г = 1{,}17$ (6.28) и по (6.30) рассчитываем дебит пласта

$$q_{ф.гп} = 8{,}7 \cdot 1{,}17 = 10{,}2 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

5. Вычисляем по формуле (6.31) прирост дебита жидкости после ГПП:

$$\Delta q_ф = (10{,}2 + 6{,}8 + 11{,}5) - (8{,}7 + 6{,}8 + 11{,}5) = 1{,}5 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6. Прирост дебита нефти рассчитываем по уравнению (6.32)

$$\Delta q_н = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}84 \cdot (100 - 20)}{100} = 1 \text{ тонн/сут}.$$

7. Определяем ожидаемый прирост добычи нефти

$$\Delta Q_н = 1{,}0 \cdot 0{,}97 \cdot 30{,}5 \cdot 5{,}2 = 153{,}8 \text{ тонн}.$$

8. Прирост добычи газа рассчитываем по (6.11)

$$\Delta Q_г = \frac{153{,}8 \cdot 160}{1000} = 24{,}6 \text{ тыс. м}^3.$$

9. Экономическую эффективность работ определяем по формуле (6.32)

$$Э = (150 - 50) \cdot 153{,}8 + (100 - 40) \cdot 24{,}6 - 42000 = -25144 \text{ руб}.$$

Таким образом, вторичная ГПП после КП в данной скважине с загрязнённой зоной является экономически неэффективной. Для обеспечения эффективности работ необходимы большие приросты добычи нефти, которые достигают иными методами влияния на призабойную зону.

Задача 6.2

Оценить приближённо основные параметры ГПП, необходимые для обеспечения заданного коэффициента гидродинамического несовершенства скважины.

Методика

Принимаем, используя решения задачи 6.1, значение коэффициента гидродинамического несовершенства $\varphi_с = \varphi_{гп}$, которое обеспечивает экономически эффективное применение процесса ГПП. Одновременно определяем параметры перфорации $\ell_{пл}$, $r_{пл}$, $n = n_я \cdot n_к$, необходимые для его достижения.

Отметим, что существует произведение параметров перфорации, которое соответствует заданному значению $\varphi_с$. Например, соотношение

$\varphi_c = \varphi_{гп} = 0{,}8$ при $\ell_{пл} = 300$ мм и $n = 1$ отверстие на 1 м; $\ell_{пл} = 200$ мм и $n = 3$ отверстия на 1 м; $\ell_{пл} = 150$ мм и $n = 4$ отверстия на 1 м; $\ell_{пл} = 125$ мм и $n = 5$ отверстий на 1 м либо $\ell_{пл} = 100$ мм и $n = 6$ отверстий на 1 м. Поэтому предварительно необходимо оценить, какие режимы резания нужны для образования каналов заданных размеров и возможно ли их достичь при помощи технических средств, имеющихся в нашем распоряжении, и лишь после этого присоединить к детальным расчётам (задачи 6.3–6.5).

Вначале определим из преобразованной формулы (6.6) глубину канала ГПП ℓ_{t3}, которая нужна для образования в пласте канала длиной $\ell_{пл}$. Напомним, что канал ℓ_{t3} проходит через стенку колонны, цементное кольцо, а потом углубляется в породу пласта. Значения r_c в заданном интервале глубин пластов определяют по кавернограмме. Преобразованная относительно ℓ_{t3} формула (6.10) имеет вид

$$\ell_{t3} = (r_c + \ell_{пл}) - (R_{an} + \ell_a), \tag{6.33}$$

где ℓ_a – расстояние от торца насадки к стенке обсадной колонны.

Это расстояние должно составлять 10–20 мм и определяется следующим образом:

$$\ell_a = \frac{D_к}{2} - \delta_к - R_{an},$$

где $D_к$ – диаметр эксплуатационной колонны, мм; $\delta_к$ – толщина стенки обсадной колонны, мм; R_{an} – радиус аппарата, мм.

Желательно знать из экспериментальных данных прочность на сжатие образцов пород-коллекторов данного месторождения $\sigma_{сж}$. Если прочность пород на сжатие не определена, то для ориентировочной её оценки на месторождениях Прикарпатья можно использовать эмпирическую зависимость $\sigma_{сж}$ от m_0:

$$\sigma_{сж} = 180 - 8{,}57 \cdot m_0, \tag{6.34}$$

где $\sigma_{сж}$ – прочность пород на сжатие, МПа; m_0 – коэффициент пористости ($m_0 = 7 \div 16$ %).

Для ориентировочной оценки диаметра насадки d_0 в АП и таких режимов резания, как перепад давления на насадках Δp и длительность одного резания t в зависимости от прочности породы на сжатие $\sigma_{сж}$, целесообразно использовать данные, приведённые в таблице 6.10 и рассчитанные по нашей методике. Отметим, что рассчитанные значения не более чем на 10 % отличаются от измерений при стендовых испытаниях при адекватных условиях. Данные таблицы 6.11 отвечают ГПП с незаякоренным АП (открытые условия образования каналов).

Таблица 6.11 – Изменение длины канала в зависимости от режимов их резания и диаметра насадки, мм

Время, мин.	Прочность породы на сжатие, МПа								
	20		50		100			150	
	Перепад давления в насадке, МПа								
	30	20	30	40	20	30	40	30	40
20	219/295	112/150	136/182	173/230	76/103	93/127	112/149	67/88	79/106
30	240/320	123/164	149/199	189/251	82/113	102/139	122/163	73/97	86/115
60	264/352	135/180	164/219	208/276	92/124	113/152	134/179	80/106	94/124
100	276/367	141/188	172/228	217/288	96/130	119/159	140/187	84/111	99/132
Примечание. В числителе данные для насадки диаметром 4,5 мм, в знаменателе – диаметром 6 мм.									

Из таблицы 6.11 выбираем такие режимы резки, чтобы $\ell_t \geq \ell_{t3}$.

Из таблицы 6.11 видно, что во время ГПП очень прочных пород Прикарпатья ($\sigma_{сж}$ = 100 МПа) в нормальных условиях резки (Δp = = 20 МПа, d = 4,5 мм и t = 20 мин.) длина сформированного канала ℓ = = 78 мм, а при интенсивных режимах (Δp = 40 МПа, d = 6 мм и t = 20 мин.) она возрастает до 180 мм. Поэтому для образования каналов в прочных породах следует применять интенсивные режимы и методы ГПП. Размеры канала (см. табл. 6.11) могут возрастать ещё больше вследствие разгазировки жидкости с песком. Например, если степень разгазировки φ = 0,2 при давлении на уровне насадки в затрубном пространстве, то длина канала возрастает в 1,3 раза, а поверхность – в 1,5 раза, если φ = 0,45 – соответственно в 1,5 и 2,1 раза.

Решая задачу, следует определить предполагаемое давление на устье скважины для создания необходимого перепада давления на насадках.

Подобрав количество насадок, а из таблицы 6.11 – их диаметр и перепад давления, легко определить расход жидкости во время ГПП по приближённой зависимости

$$q_{an} = 0{,}785 \cdot d_0^2 \cdot n_{an} \cdot \mu_{an} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot \Delta p}{\rho_{см}}},$$

где q_{an} – расход жидкости, м^3/с; d_0 – диаметр насадки, м; n_{an} – число насадок; μ_{an} = 0,89 для насадок аппарата АП-6М и водопесчаной смеси; Δp – перепад давления на насадках, МПа; $\rho_{см}$ – плотность смеси, кг/м^3.

Например, для смеси воды с песком с концентрацией 50 кг/м^3 плотность смеси $\rho_{см}$ = 1030 кг/м^3.

Число насадок в АП зависит от их диаметра, диаметра труб и глубины скважины. Для средних глубин H = 2500 мм, d_m = 73 мм и d_0 = 4,5 мм, n_{an} = 2 ÷ 6, а для d_0 = 6 мм, n_{an} = 2 ÷ 4.

Потери давления в зависимости от рекомендательного расхода водопесчаной смеси оценивают по экспериментальным данным, приведённым в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Потери давления во время циркуляции водопесчаной смеси для ГПП в скважине

q, л/с	Расход давления ΔP_{mp} на 100 м глубины для конструкций колонны, мм, при					
	$D_к$ = 146 мм и d_m, мм			$D_к$ = 146 мм и d_m, мм		
	60	73	89	60	73	89
5	0,030	0,025	0,020	0,020	0,018	0,015
10	0,130	0,115	9,100	0,120	0,100	0,080
15	0,310	0,270	0,230	0,270	0,230	0,190
20	0,520	0,440	0,370	0,420	0,360	0,310
25	0,720	0,620	0,520	0,560	0,490	0,430

Примечание.
1. Экспериментальные данные по П.М. Усачёву.
2. Для НКТ d_m = 73 мм данные интерполированы.

Полная потеря давления

$$\Delta p_{mp} = \frac{\Delta p'_{mp} \cdot H_{an}}{100}, \tag{6.36}$$

где H_{an} – глубина спуска НКТ, м.

Ожидаемое давление на устье

$$\Delta p_y = \Delta p + \Delta p_{mp}. \tag{6.37}$$

Время, необходимое для образования канала, ориентировочно определяют из таблицы 6.8, обычно t = 30 ÷ 60 мин.

Выбираем режим, для которого давление на устье в 1,5 раза меньше, чем давление опрессовки насосных агрегатов. Давление опрессовки не может превышать максимального давления принимаемых агрегатов. Таким образом,

$$p_{don} = \frac{p_{onp}}{1{,}5}; \tag{6.38}$$

$$p_1 \le p_{don}. \tag{6.39}$$

Пример 6.2.1

Оценить основные параметры ГПП скважины, которую проектируют для вскрытия эоценового пласта с φ = 0,8. Интервал перфорации 2500–2514 м, тип коллектора KL-1, пористость m_0 = 10 %, радиус скважины

r_c = 0,1 м. Предварительная КП перфоратором ПКС-80 плотностью 12 отверстий на 1 м не обеспечила качественной связи скважины с пластом. Это обнаружено термометрическими исследованиями скважины после проведенной КО всего раскрытого сечения. Предприятие применяет насосные агрегаты УН1-630 × 700А (4АН-700) с такими характеристиками для 1300 об./мин. коленчатого вала:

I скорость p_a = 70 МПа, q = 4,1 л/с;

II скорость p_a = 54 МПа, q = 5,5 л/с;

III скорость p_a = 39 МПа, q = 7,8 л/с.

Решение

1. Определяем произведение значений плотности перфорации с определённой глубиной канала ГПП, которые обеспечивают $\varphi_c = \varphi_{гп}$ = 0,8. Перечисленные параметры перфорации находим из рисунка 6.20 и сводим в таблицу 6.13.

2. Рассчитаем длину канала, который необходимо выработать ГПП, чтобы получить нужную $\ell_{пл}$ по формуле (6.33), при этом радиус скважины r_c = 0,1 м, диаметр эксплуатационной колонны $D_к$ = 146 мм, толщина стенки $\delta_к$ = 10 мм.

Таблица 6.13 – Значение плотности перфорации с определённой глубиной канала ГПП

$\varphi_{гп}$	$\ell_{пл}$, мм	n, отв./м	ℓ, мм
0,8	300	1	337
0,8	200	3	237
0,8	150	4	187
0,8	125	5	162
0,8	100	6	137

Рассчитаем вначале

$$\ell_a = \frac{146}{2} - 10 - 50 = 13 \text{ мм}.$$

Например, для длины канала в пласте ($\ell_{пл}$ = 100 мм) определяем необходимую глубину канала ГПП ℓ_t, по формуле (6.33):

$$\ell_t = 100 + 100 - 50 - 13 = 137 \text{ мм}.$$

3. Оцениваем прочность породы по её пористости согласно (6.34):

$$\sigma_{сж} = 180 - 8{,}57 \cdot 10 = 94 \text{ МПа}.$$

4. Сравнивая по таблице 6.11 возможные длины каналов для породы с $\sigma_{сж}$ = 100 МПа и наибольшей насадки с d_0 = 6 мм с определёнными необходимыми значениями ℓ_t, в таблице 6.13 этого примера, приходим к

выводу, что для ГПП можно рекомендовать такие режимы резки:

для $\ell_{пл}$ = 100 мм, ℓ_t = 137 мм – Δp = 30 МПа, t = 30 мин. и n = = 6 отверстий на 1 м;

либо

для $\ell_{пл}$ = 150 мм, ℓ_t = 187 мм – Δp = 40 МПа, t = 60 мин. и n = = 4 отверстия на 1 м.

Вначале следует проверить возможность использования режима с меньшими Δp и t.

5. Рассчитываем расход жидкости, приняв необходимое количество насадок n_{an} = 4 в АП с d_0 = 6 мм по зависимости (6.35):

$$q_{an} = 9{,}78 \cdot 0{,}006^2 \cdot 4 \cdot 0{,}89 \cdot \sqrt{2000 \cdot 30} = 0{,}0244 \text{ м}^3/\text{с} = 25 \text{ л/с}.$$

На одну насадку $q_t = \dfrac{q}{n_{an}} = \dfrac{25}{4} = 6{,}25$ л/с.

6. Ожидаемые потери давления во время проведения ГПП в скважине с $D_к$ = 146 мм, d_m = 73 мм согласно таблицы 6.12 для q = 25 л/с, Δp = 0,62 МПа/100 м.

Для глубины H_{an} = 2500 м полную потерю гидравлического давления рассчитаем по формуле (6.36):

$$\Delta p_{тр} = 0{,}62 \cdot \frac{2500}{100} = 15{,}5 \text{ МПа}.$$

Ожидаемое давление на устье определяем по формуле (6.37):

$$p_m = 30 + 15{,}5 = 45{,}5 \text{ МПа}.$$

Расчёт для Δp = 40 МПа не производим, поскольку допустимое давление выполнения работ в 1,5 раза меньше максимального, которое может развивать агрегат 4 АН-700:

$$p_{доп} = \frac{70}{1{,}5} = 46{,}7 \text{ МПа}.$$

Таким образом, предварительно выбираем для расчёта процесса ГПП следующие параметры и режимы перфорации:

$\varphi_{гп}$ = 0,8; $\ell_{пл}$ = 100 мм, n = 6 отверстий на 1 м; ℓ_t = 137 мм;

Δp = 30 МПа; t = 30 мин. для АП с d_0 = 6 мм и n_{an} = 4.

Если не найдены режимные параметры, способные обеспечить параметры перфорации, то необходимо снизить уровень $\varphi_{гп}$ = 0,7. После нахождения новых параметров перфорации решение повторяют.

Задача 6.3

Рассчитать параметры резки во время ГПП, которые обеспечивают заданное значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины по характеру вскрытия пласта.

Методика

Основные параметры перфорации, которые обеспечивают выполнение намеченного задания, $\varphi_c = f(\ell_{пл.п})$. Для образования в пласте канала необходимо, чтобы канал, проходящий через обсадную колонну и цементное кольцо, имел большую длину ℓ_t.

Основная формула для расчёта всей длины образуемого канала имеет следующий вид:

$$\ell_t = d_0 \cdot C_{гп} \cdot \left(\frac{u_0}{u_{0n}} \cdot f_0(t) - 1 \right), \qquad (6.40)$$

где d_0 – диаметр насадки, м; $C_{гп}$ – коэффициент, учитывающий условия ГПП; u_0 – скорость потока на выходе из насадки, м/с; u_{0n} – начальная скорость разрушения породы (металла), м/с; $f_0(t)$ – функция времени минимальной длины канала, который вырабатывается за заданное время *t*.

Коэффициент, учитывающий влияние условий перфорации, для ГПП с заякоренным перфоратором АП (закрытые условия образования канала) $C_{гп}$ = 1,3, а для ГПП с незаякоренным АП (открытые условия) $C_{гп}$ = 1,5.

Скорость (м/с) потока на выходе из насадки

$$u_0 = \mu_{ап} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot \Delta p}{\rho_{см}}}, \qquad (6.41)$$

где $\mu_{ап}$ = 0,89 – для коноидальных насадок АП; Δp – перепад давления на насадках, МПа; $\rho_{см}$ – плотность смеси жидкости с абразивным материалом, кг/м^3.

Начальную скорость (м/с) разрушения твёрдого тела гидроабразивным потоком $u_{оп}$ рассчитывают по зависимости

$$u_{оп} = \sqrt{\frac{K_{гп} \cdot \sigma_{сж}}{1{,}5 \cdot \rho_{см}}}, \qquad (6.42)$$

где $K_{гп}$ – коэффициент, который зависит от свойств абразива и потока (для водопесчаной смеси $K_{гп}$ = 1800; для бурового раствора с абразивом (= 50 кг/м^3) $K_{гп}$ = 3000; для отработанного раствора (пять и более циклов циркуляции в объёме скважины) $K_{гп}$ = 6000); $\sigma_{сж}$ – прочность породы на сжатие, МПа.

По экспериментальным данным с прочностью породы на сжатие $\sigma_{сж}$ = 35 МПа начальная скорость разрушения песчаников $u_{оп} \cong$ 6 м/с, для известняков $u_{оп}$ = 7 ÷ 10 м/с и для стали $u_{оп}$ = 25 м/с. Значение $\sigma_{сж}$ можно рассчитать, используя зависимость (6.38).

Напомним, что разрушение породы закончится, когда скорость на дне канала будет равняться значению $u_{оп}$. Функция времени образования канала ГПП, которая изменяется в пределах $0 \leq f_0 \leq 1$, имеет вид

$$f_0(t) = \frac{t}{\left(\frac{A}{B}\right) + t}, \tag{6.43}$$

где t – время от начала резки потоком, мин.

Ниже приведены коэффициенты A и B, определённые по (6.43) во время резки в среде с давлением, которое считают критическим.

Условия работы потока	A	B	A/B
Открытые	0,0331	0,0051	6,49
Закрытые	0,0853	0,0057	14,96

Расчёты по формуле (6.43) дают следующие результаты: $f_0(t)$ = 0,75; 0,82 и 0,90 за t = 20; 30 и 60 мин. действия потока при незаякоренном перфораторе АП и соответственно $f_0(t)$ = 0,58; 0,67 и 0,75 при заякоренном перфораторе АП.

Анализируя формулу (6.40), замечаем, что наибольшее влияние на длину канала оказывает диаметр насадки. Однако вследствие увеличения $d_0 > 6$ мм возрастают затраты жидкости и соответственно гидравлические затраты, что нецелесообразно.

Расчёты ℓ можно упростить, если в формулу (6.43) подставить выражения (6.41) и (6.40) и привести к следующему виду:

$$\ell_t = d_0 \cdot C_{гп} \cdot \left(1542 \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{K_{гп} \cdot \sigma_{сж}}} \cdot f_0(t) - 1\right). \tag{6.44}$$

Напомним, что рекомендуемые параметры образования каналов во время одного резания следующие: t = 30 ÷ 60 мин. и Δp = 20 ÷ 30 МПа для пород с $\sigma_{сж} \leq 50$ МПа и Δp = 30 ÷ 40 МПа для пород с $\sigma_{сж}$ = 100 МПа.

Увеличение глубины канала в 1,5–2,0 раза достигают путём газирования жидкости с песком.

Для расчёта длины канала, образованного газированной жидкостью, применяют формулу (6.44), в которой вместо u_0 подставляют

$$u_{ог} = (1{,}15 + 1{,}85 \cdot \varphi) \cdot u_0, \tag{6.45}$$

где $u_{ог}$ – скорость потока газированной жидкости, м/с; φ – степень разгазировки жидкости в глубинных условиях (формула действительна для $0{,}1 < \varphi < 0{,}5$),

$$\varphi = \frac{\alpha}{\alpha + \left(\frac{p_{г.ст}}{p_0} \right)}, \qquad (6.46)$$

α – степень разгазировки жидкости в поверхностных условиях, м^3/м^3;

$p_{г.ст}$ – гидростатическое давление в нижней части НКТ длиной L,

p_0 – атмосферное давление.

Заметим, что время образования канала ГПП при одном положении АП обычно составляет 30–40 мин.

Пример 6.3.1

Рассчитать параметры резки для образования каналов по условиям примера 6.2.1 и $\ell_{пл}$ = 150 мм; ℓ_t = 187 мм; n = 6 отверстий на 1 м, чтобы обеспечить φ_c = 0,8. Гидропескоструйную перфорацию производят водой с песком концентрацией 40 кг/м^3, АП на 73 НКТ, незаякоренный (открытые условия перфорации).

Решение

1. Для представленных условий рассчитаем, как изменяется длина канала во времени относительно максимальной.

По формуле (6.43) при A = 0,0331 и B = 0,0051

$$f_0(t) = \frac{t}{\left(\frac{A}{B}\right) + t} = \frac{t}{6{,}5 + t}.$$

Например, для t = 15; 30; 45 и 60 мин. значение $f_0(t)$ соответственно равно 0,70; 0,82; 0,87 и 0,90. Отсюда выбираем t = 45 мин., так как дальше канал углубляется медленно.

2. Преобразуем формулу (6.44) с учётом того, что для t = 45 мин. $f_0(t)$ = 0,87, для водопесчаной смеси $K_{гп}$ = 1800 и для незаякоренного АП $C_{гп}$ = 1,5

$$\ell_t = 1{,}5 \cdot d_0 \cdot \left(1542 \cdot 0{,}87 \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{1800 \cdot \sigma_{сж}} - 1} \right) = 1{,}5 \cdot d_0 \cdot \left(\frac{1542 \cdot 0{,}87}{42{,}4} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\sigma_{сж}} - 1} \right);$$

$$\ell_t = 1{,}5 \cdot d_0 \cdot \left(31{,}6 \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\sigma_{сж}}} \right)$$

3. Рассчитаем ℓ_t для $\sigma_{сж}$ = 94 МПа; d_0 = 4,5 и 6 мм; Δp = 25; 30; 35 и 40 МПа.

Для диаметра насадки d_0 = 4,5 мм и перепада давления на насадке Δp = 25 МПа по преобразованной формуле в п. 2 данного примера найдём

$$\ell_t = 1{,}5 \cdot 4{,}5 \cdot \left(31{,}6 \cdot \sqrt{\frac{25}{94} - 1} \right) = 102 \text{ мм.}$$

Для Δp = 30, 35 и 40 МПа значение ℓ_t будет составлять соответственно 114; 123 и 132 мм, а для этих же значений Δp и d_0 = 6 мм длина канала ℓ_t = 136; 152; 164 и 176 мм.

4. Сравнивая полученные результаты расчётов длины каналов с необходимой длиной каналов (см. табл. 6.13), отмечаем, что ГПП следует проводить при Δp = 30 МПа или Δp = 35 МПа через насадки диаметром d_0 = 6 мм.

Пример 6.3.2

Рассчитать параметры резки для образования каналов ГПП глинистым раствором с песком (50 кг/м^3). Остальные данные и требования к параметрам перфорации аналогичны указанным в примере 6.3.1.

Решение

1. Обоснуем значение некоторых параметров ГПП: для открытых условий ГПП $C_{гп}$ = 1,5; во время применения смеси глинистого раствора с песком $K_{гп}$ = 3000. Для t = 15; 30; 45 и 60 мин. значение $f_0(t)$ соответственно составляет 0,70; 0,82; 0,87 и 0,90. Аналогично примеру 6.3.1 выбираем t = 45 мин., для которого свойствен наибольший прирост длины канала.

2. Преобразуем формулу (6.44) с учётом обоснованных значений параметров:

$$\ell_t = 1{,}5 \cdot d_0 \cdot \left(1542 \cdot 0{,}87 \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{3000 \cdot \sigma_{сж}} - 1} \right) = 1{,}5 \cdot d_0 \cdot \left(\frac{1542 \cdot 0{,}87}{42{,}4} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\sigma_{сж}}} \right);$$

$$\ell_t = 1{,}5 \cdot d_0 \cdot \left(24{,}5 \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\sigma_{сж}} - 1} \right).$$

3. Для d_0 = 4,5 мм и Δp = 25 МПа по преобразованной формуле в п. 2 данного примера найдём

$$\ell_t = 1{,}5 \cdot 4{,}5 \cdot \left(24{,}5 \cdot \sqrt{\frac{25}{94} - 1} \right) = 78 \text{ мм.}$$

Для $\sigma_{сж}$ = 94 МПа, Δp = 30; 35 и 40 МПа ℓ_t будет составлять 85; 93 и 100 мм, для этих же значений Δp и d_0 = 6 мм длина канала ℓ_t будет равняться соответственно 104; 114; 124 и 133 мм.

4. Сравнивая полученные максимальные длины каналов ГПП при использовании глинистого раствора (ℓ_t = 133 мм для Δp = 40 МПа и

d_0 = 6 мм) с необходимыми параметрами, которые обеспечивают φ_c = 0,8, по таблице 6.13 находим ℓ_t = 137 мм при n = 6 отверстий на 1 м. Приходим к выводу, что такой способ ГПП целесообразен только при максимальных технологических режимах резания. При таких условиях существенно изнашивается оборудование и нестабильно работает техника, поэтому проводить ГПП очень прочных пород на глинистом растворе нерационально.

Пример 6.3.3

Рассчитать параметры резки для образования каналов ГПП в известняке с $\sigma_{сж}$ = 45 МПа отработанным раствором, с добавкой барита плотностью ρ = 1500 кг/м^3 и песка (50 кг/м^3) через насадки с d_0 = 6 мм.

Решение

1. Принимаем следующие значения некоторых параметров ГПП: $C_{гп}$ = 1,5; $K_{гп}$ = 3000 и длительность образования каналов t = 30 и 45 мин., значение $f_0(t)$ для которых соответственно равно 0,82 и 0,87.

2. Преобразованная формула (6.44) имеет вид, как в примере 6.3.2.

3. Для $\sigma_{сж}$ = 45 МПа при d_0 = 6 мм, t = 30 мин. и Δp = 20; 25; 30 и 35 МПа значение ℓ_t будет составлять 128; 145; 160 и 173 мм, для этих же значений Δp и d_0 при t = 45 мин. значения ℓ_t будут равняться 137; 154; 170 и 184 мм соответственно.

4. Полученные длины каналов ГПП во время перфорации через насадки значения с d_0 = 6 мм за t = 45 мин. свидетельствуют о том, что все они соответствуют условиям задачи. Таким образом, ГПП с использованием глинистого раствора с песком пород средней прочности, подобно ГПП очень прочных пород с водопесчаной смесью, целесообразно производить, применяя перечисленные режимы резки.

Задача 6.4

Рассчитать режимы работы насосных агрегатов и количество спецтехники для ГПП.

Методика

Расчёт производят по заданному перепаду давления на насадках определённого диаметра и для выбранного числа насадок, учитывая первую снизу от забоя скважины глубину отверстия ГПП, диаметр и толщину стенок эксплуатационной колонны и НКТ.

Вначале рассчитываем расход жидкости (м^3/с) во время резки через насадки АП по формуле (6.35):

$$q_{an} = 0{,}785 \cdot d_0^2 \cdot n_{an} \cdot \mu_{an} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot \Delta p}{\rho_{см}}}\,.$$

Обычно принимают число насадок, при котором затраты жидкости

не превышали бы 0,025 м^3/с для ограничения гидравлических потерь. Применяют $n_{an} \le 6$ для насадок с d_0= 4,5 мм и $n_{an} \le 4$ для насадок с d_0 = 6 мм. Для коноидальных насадок μ_{an} = 0,89.

Плотность смеси жидкости с песком (кг/м^3) определяют по формуле

$$\rho_{см} = C_{пк} \cdot (\rho_{пск} - \rho_{ж}) + \rho_{ж},$$

где $\rho_{пск}$ – плотность абразивного материала (для зёрен кварцевого песка $\rho_{пск}$ = 2650 кг/м^3); $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м^3.

Отсюда

$$C_{пк} = \frac{C_{пск}}{C_{пск} + \rho_{пск}},$$

где $C_{пск}$ – концентрация песка в жидкости, кг/м^3.

Значение давления (МПа) на устье скважины рассчитываем по уравнению (6.41):

$$p_y = \Delta p + \Delta p_{тр}.$$

Значение $\Delta p_{тр}$ определяют из преобразованной формулы Дарси-Вейсбаха как сумму гидропотерь в НКТ и затрубном пространстве:

$$\Delta p_{тр} = 6{,}02 \cdot 10^5 \cdot 0{,}01 \cdot H_{an} \times$$

$$\times \left(\frac{\rho_{см}^{0,75} \cdot (60 \cdot q_{an})^{1,75} \cdot \mu_{см}^{0,25}}{(d_m - 2 \cdot \delta_m)^{4,75}} + \frac{\rho_{см}^{0,75} \cdot (60 \cdot q_{an})^{1,75} \cdot \mu_{см}^{0,25}}{(D_к - 2 \cdot \delta_к - d_m)^3 \cdot (D_к - 2 \cdot \delta_к - d_m)^{1,75}} \right), \quad (6.49)$$

где H_{an} – глубина нижнего отверстия перфорации, м; d_m – внешний диаметр НКТ, м; δ_m – толщина стенки НКТ, мм; $D_к$ – внешний диаметр обсадной колонны, мм;

$$\mu_{см} = \mu_p \cdot e^{3{,}18 \cdot C_{пк}}; \quad (6.50)$$

μ_p – вязкость жидкости без песка, мПа · с.

Рассчитанное по формуле (6.37) давление на устье сравниваем с характеристикой насосных агрегатов и допустимым давлением, вычисленным по формулам (6.39) и (6.38), когда принимаем решение о режиме их работы. Можно также рассчитать необходимое давление опрессовки напорных линий

$$p_{оп} = 1{,}5 \cdot p_y. \quad (6.51)$$

Число насосных агрегатов

$$n_{an} = \left(\frac{q_{an}}{q_{ан}} \right) + 1, \quad (6.52)$$

где q_{an} – затраты жидкости насосного агрегата во время нагнетания на такой скорости, для которой рабочее давление меньше расчётного.

Частота вращения коленчатого вала насосного агрегата для 4АН-700 составляет 1300–1500 об./мин.

Число обслуживающих агрегатов, которые подают жидкость с низким давлением на пескосмесительную машину (цементировочный агрегат) $n_{ца}$, определяют по формуле

$$n_{ца} = \frac{n_{ан}}{2}. \qquad (6.53)$$

Кроме указанных агрегатов, используют блок манифольда, СКУ и автоцистерны для перевозки жидкостей. Схема обвязки оборудования изображена на рисунке 6.24.

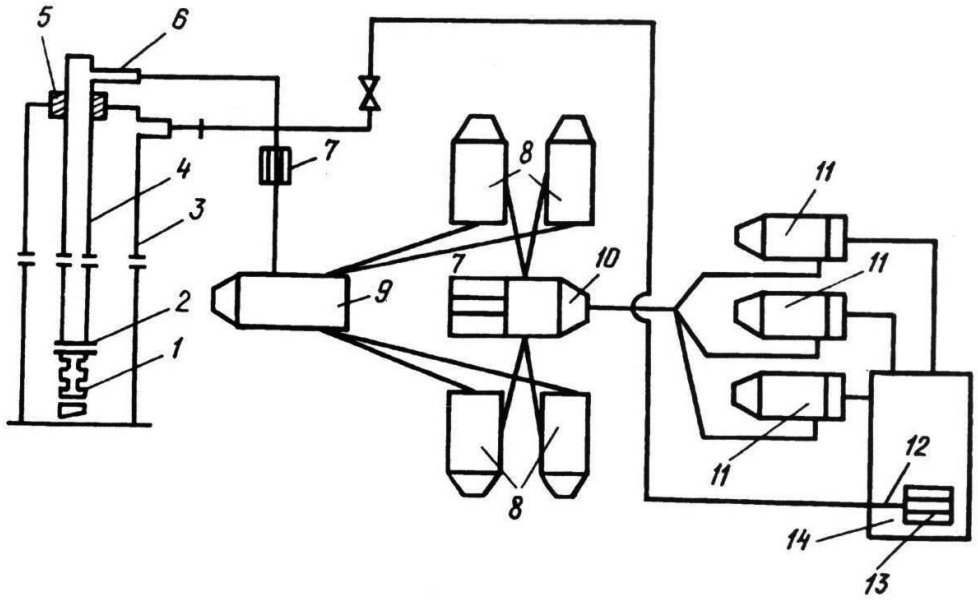


Рисунок 6.24 – Схема обвязки оборудования при ГПП:
1 – гидропескоструйный аппарат; 2 – муфта-репер; 3 – обсадная колонна;
4 – НКТ; 5 – сальник устьевой; 6 – обратный клапан; 7 – фильтр для песка;
8 – насосные агрегаты высоконапорные; 9 – блок манифольда; 10 – пескосмеситель;
11 – насосные агрегаты низкого давления; 12 – выкидная линия в ёмкость;
13 – сито для улавливания шлама; 14 – ёмкость для жидкости

Пример 6.4.1

Рассчитать режим работы во время ГПП с Δp = 30 и 35 МПа через насадки с d_0 = 6 мм. При этом концентрация песка в воде $C_{пск}$ = 50 кг/м^3; плотность зёрен песка $\rho_{пск}$ = 2650 кг/м^3; плотность воды $\rho_{ж}$ = 1000 кг/м^3; глубина установки АП для ГПП в скважине 2500 м; внешний диаметр эксплуатационной колонны $D_к$ = 146 мм с толщиной стенки $\delta_к$ = 10 мм; внешний диаметр НКТ составляет 73 мм с толщиной стенки $\delta_т$ = 5,5 мм; вязкость воды $\mu_{ж}$ = 1 мПа · с. Характеристика применяемых насосных агрегатов 4АН-700 ($p_{ан}$, $q_{ан}$) приведена в примере 6.2.1.

Решение

1. Найдём плотность смеси жидкости с песком. Для этого вначале рассчитаем $C_{пк}$ по формуле (6.48):

$$C_{пк} = \frac{50}{50 + 2650} = 0{,}0185.$$

По уравнению (6.47)

$$\rho_{см} = 0{,}0185 \cdot (2650 - 1000) + 1000 = 1030 \text{ кг/м}^3.$$

2. Расход жидкости $q_{ан}$ через все 6-мм насадки АП рассчитываем по формуле (6.35), приняв n = 4:

$$q_{ан} = 0{,}785 \cdot 0{,}006^2 \cdot 4 \cdot 0{,}89 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 30}{1030}} = 0{,}0242 \text{ м}^3\text{/с} \approx 25 \text{ л/с}$$

3. Вычисляем гидравлические потери во время циркуляции жидкостно-песчаной смеси через НКТ вниз до АП и по затрубному пространству вверх к устью скважины по формуле (6.49). Для этого предварительно рассчитываем вязкость смеси жидкости с песком по формуле

$$\mu_{см} = 1 \cdot e^{3{,}18 \cdot 0{,}0185} = 1{,}06 \text{ мПа} \cdot \text{с},$$

$$\Delta p = 6{,}02 \cdot 10^6 \cdot 0{,}01 \cdot 2500 \cdot \frac{1030^{0{,}75} \cdot 1{,}5^{1{,}75} \cdot 1{,}06^{0{,}25}}{(73 - 11)^{4{,}75}} +$$

$$+ \frac{1030^{0{,}75} \cdot 1{,}5^{1{,}75} \cdot 1{,}06^{0{,}25}}{(146 - 20 - 73)^3 \cdot (146 - 20 - 73)^{1{,}75}} = 20{,}8 \text{ МПа}.$$

4. Ожидаемое давление на устье во время ГПП находим по формуле (6.37)

$$p_y = 30 + 20{,}8 = 50{,}8 \text{ МПа}.$$

5. Сравниваем давление и затраты жидкости насосных агрегатов

4АН-700 с необходимыми параметрами для ГПП. По техническим возможностям допустимо проводить ГПП на II скорости 4АН-700, при этом $p_{ан}$ = = 54 МПа > p_y.

6. Определяем необходимое давление опрессовки нагнетательных линий по формуле (6.51)

$$p_{оп} = 1{,}5 \cdot 50{,}8 = 76{,}2 \text{ МПа}.$$

Таким образом, для опрессовки необходимо использовать агрегат АЦФ (производство Румынии) с рабочим давлением $p_{ан}$ = 100 МПа.

7. Рассчитаем необходимое количество насосных агрегатов 4АН-700 во время их работы на II скорости (p_y = 54 МПа и q = 5,5 л/с) для частоты 1300 об./мин. с коэффициентом наполнения насосов 0,9 по формуле (6.52)

$$n_{ан} = \left(\frac{25}{5{,}5} + 1\right) \approx 6 \text{ агрегатов}.$$

8. Число вспомогательных агрегатов, например, ЦА-320, определяем по формуле (6.53):

$$n_{ца} = \frac{n_{ан}}{2} = 3 \text{ агрегата}.$$

9. Кроме указанных агрегатов для проведения процесса необходимы пескосмесительный агрегат (например, 4ПА), блок манифольда (4БМ-700), станция контроля цементирования для записи давления на устье во время ГПП, автоцистерны.

Задача 6.5

Рассчитать продолжительность процесса ГПП и потребность в жидкости и материалах.

Методика

Для проведения ГПП используют жидкости, которые не уменьшают проницаемость перфорированных пород и имеют небольшую вязкость. Для пористых коллекторов пригодна пресная (техническая) вода с ПАВ, пластовая вода или водный 0,5–1,0 %-ный раствор солей хлористого кальция с ПАВ либо 0,2–0,4 %-ный раствор ПАВ; для трещиноватых коллекторов с аномально высокими давлениями – глинистый раствор с абразивным материалом (песком, гематитом). Плотность жидкости для ГПП подбираем так же, как и для ремонтных работ в скважинах.

Для расчёта количества жидкости и песка следует знать следующие характеристики АП: число насадок $n_{ап}$; их диаметр d_0; расстояние между насадками АП $\ell_{ап}$; расход жидкости через все насадки $q_{ап}$; концентрацию песка в жидкости $C_{пск}$.

Число установок АП для образования каналов ГПП рассчитывают по формуле

$$i_{ап} = \frac{h_{пл} \cdot n}{n_{ан}}, \tag{6.54}$$

где $h_{пл}$ – толщина перфорированных ГПП пластов, м; n – число перфораций ГПП, отв./м; $n_{ан}$ – количество насадок с АП.

Объём жидкости для ГПП по закольцованной схеме определяем следующим образом:

$$V_{гп} = (1{,}5 \div 2{,}0) \cdot V_{скв} \tag{6.55}$$

или

$$V_{гп} = (1{,}5 \div 2{,}0) \cdot 0{,}75 \cdot (D_к - 2 \cdot \delta_к)^2 \cdot H_{ап}, \tag{6.56}$$

где $V_{скв}$ – объём скважины; $D_к$ – внешний диаметр колонны, м.

Если жидкость вторично не используется, то

$$V_{гп} = 1{,}3 \cdot q_{ап} \cdot t \cdot i_{ап}, \tag{6.57}$$

где $q_{ап}$ – расход жидкости во время ГПП, м^3/мин.; t – длительность ГПП в течение одной резки, мин.; 1,3 – коэффициент запаса жидкости для промежуточной промывки скважины.

Количество песка для ГПП (без вторичного использования жидкости)

$$G_{гп} = 10^{-3} \cdot q_{ап} \cdot t \cdot i_{ап} \cdot C_{пск}, \tag{6.58}$$

где $C_{пск}$ – концентрация песка в жидкости (30 ÷ 50 кг/м^3).

Продолжительность процесса ГПП рассчитывают как сумму времени резания и времени промывания скважины. Если ГПП проводят за один светлый день работы спецтехники (в летний период 10–12 часов), то необходимо вызвать циркуляцию в скважине перед ГПП в количестве объёма НКТ. Время циркуляции определяют следующим образом:

$$t_{црк} = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (d_т - 2 \cdot \delta_т)^2 \cdot H_{ап}}{q_{ап}}, \tag{6.59}$$

где $d_т$ – внешний диаметр НКТ, м; $\delta_т$ – толщина стенки НКТ, м; $H_{ап}$ – глубина спуска НКТ, м.

Промежуточные промывания производят перед поднятием перфоратора для последующей резки. Высота подъёма НКТ во время ГПП одного интервала

$$\ell_{пдн} = \ell_{ап} + \Delta\ell_{ап}, \tag{6.60}$$

где $\ell_{ап}$ – расстояние между крайними насадками АП, м; $\Delta\ell_{ап}$ – расстояние по вертикали между двумя соседними верхним и нижним каналами ГПП после поднятия АП для последующей резки.

В АП-6М расстояние между соседними насадками составляет 0,1 или 0,2 м.

Проверим число резаний, которое необходимо для ГПП в интервале

перфорации $h_{пл}$:

$$i_{гп} = \frac{h_{пл}}{\ell_{пдн}}. \tag{6.61}$$

Продолжительность промывок (мин.) перед очередным поднятием АП для последующей резки вместе с временем перехода к новой установке АП рассчитаем по формуле

$$t_{пдн} = (0{,}3 \cdot t + 15) \cdot (i_{ап} - 1), \tag{6.62}$$

где $(i_{ап} - 1)$ – число резаний, после которых требуется частичная промывка длительностью 0,3 · t мин.; 15 мин. – время поднятия НКТ с АП для новой резки.

Продолжительность промывки жидкостью в объёмах скважины после ГПП:

$$t_{прм} = \frac{1{,}5 \cdot V_{скв}}{q_{ап}}. \tag{6.63}$$

Полная продолжительность процесса:

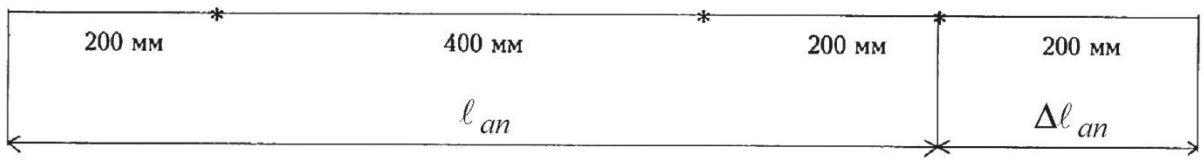
$$T_{гп} = t_{црк} + t_{пдм} + t_{прм} + t_{гпп}. \tag{6.64}$$

Подготовительные и завершающие работы длятся 60–120 мин. Зная потребность в материалах, продолжительность работ и перечень спецтехники, рассчитывают стоимость процесса ГПП в целом.

Пример 6.5.1

Проектируется ГПП в скважине с обсадной колонной внешним диаметром $D_к$ = 146 мм и толщиной стенки $\delta_к$ = 10 мм на НКТ диаметром $d_т$ = 73 мм с толщиной стенки $\delta_т$ = 5,5 мм.

Аппарат собран из двух стандартных аппаратов АП-6М, соединённых переводным патрубком, который спускают на глубину 2514 м с четырьмя 6-мм насадками по следующей схеме. Звёздочками отмечены насадки, размещённые в АП спирально через 90°.



После каждой резки в интервале $R_{пл}$ = 14 м АП с НКТ приподнимаются на $\Delta\ell_{ан}$ = 200 мм, и резка продолжается. Таким образом, плотность ГПП n = 4 отверстия на 1 м, расход жидкости $q_{ап}$ = 1,5 м^3/мин.; время резки t = 45 мин. для одной установки АП; концентрация песка в жидкости $C_{пск}$ = =

50 кг/м^3.

Решение

1. Рассчитаем число резаний по формулам (6.54) и (6.61)

$$i_{an} = \frac{14 \cdot 4}{4} = 14$$

или

$$i_{гп} = \frac{14}{0{,}8 + 0{,}2} = 14.$$

2. Количество жидкости для ГПП со сливом жидкости в ёмкость (см. рис. 6.24) определяют по формуле (6.56)

$$V_{гп} = 2 \cdot V_{скв} = 2 \cdot 0{,}785 \cdot \left(0{,}146 - 2 \cdot 0{,}01^2\right) \cdot 2514 = 62{,}7 \cong 63 \text{ м}^3.$$

3. Массу песка для ГПП рассчитывают по уравнению (6.58)

$$G_{гп} = 10^{-3} \cdot 1{,}5 \cdot 45 \cdot 14 \cdot 50 \cong 47 \text{ тонн.}$$

4. Продолжительность процесса циркуляции жидкости перед ГПП с учётом (6.59)

$$t_{црк} = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}073 - 2 \cdot 0{,}0055)^2 \cdot 3514}{1{,}5} = 7{,}6 \text{ мин.}$$

5. Продолжительность поднятий перед переходом к новой резке определяют по формуле (6.62)

$$t_{пдн} = (0{,}3 \cdot 45 + 15) \cdot (14 - 1) = 370{,}5 \text{ мин.}$$

6. Длительность промывки после ГПП рассчитываем по зависимости (6.63)

$$t_{прм} = \frac{1{,}5 \cdot 31{,}3}{1{,}5} = 31{,}3 \text{ мин.}$$

7. Полная продолжительность процесса согласно (6.64)

$$T_{гп} = 7{,}6 + 14 \cdot 45 + 370{,}5 + 31{,}3 = 1040 \text{ мин.}$$

Поскольку ожидаемая продолжительность ГПП 1040/60 = 70 часов, то процесс будет продолжаться два дня (каждый день по такой схеме):

$$T = 7{,}6 + 7{,}45 + \frac{370}{2} + 31{,}3 = 539 \text{ мин.}$$

Кроме того, требуется ещё около 100 мин. на подготовительно-завершающие работы.

Глава 7.
РАЗОБЩЕНИЕ СТВОЛА ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ

7.1 Установка цементных мостов при освоении скважин

Цементные мосты устанавливают в процессе проведения буровых работ, например, необходимо изменить направление скважины, а также при освоении скважины. Во время освоения скважин цементные мосты устанавливают для того, чтобы:

- отделить пространство скважины, которое не имеет выхода на продуктивные пласты;
- исследовать новые верхние нефтегазовые горизонты;
- изолировать зоны водопроявлений и создать искусственные опоры для испытателей пластов на трубах.

Место установки цементных мостов, их интервал, параметры цементного раствора и бурового раствора, статическую температуру, объём цементного раствора и жидкости для продавливания в трубы, компоновку заливочных труб, расход времени на проведение операции определяет геологическая служба предприятия и оформляет в виде плана проведения работ. Рекомендуется минимальный объём тампонажного раствора 1,5 и 1,8 $м^3$ для установления в обсадных колоннах диаметрами до 146 и 168 мм соответственно. Подбор рецептуры тампонажного раствора и буровых жидкостей производят в лабораториях.

Чтобы максимально приблизить условия выбора рецептур тампонажного раствора и буровых жидкостей к реальным условиям скважины, необходимо выполнить анализы с теми же цементами (тампонажными материалами) и химическими реагентами, которые будут использованы в промысловых условиях.

Исследования на консистометре с целью определения сроков схватывания тампонажного раствора целесообразно проводить по программе, имитирующей процесс установки не только во времени при заданных давлении и температуре, но и по характеру проведения работ.

Подбирая рецептуру цементного раствора, время схватывания принимают таким, чтобы оно было равно времени установки моста с запасом до 25 %. Буферные, тампонажные и буровые растворы проверяют на схватывание в смеси с контактирующими жидкостями в соотношении 3 : 1; 1 : 1; 1 : 3 в условиях, которые отвечают интервалам установки цементного моста.

Перед спуском в скважину колонны заливочных (бурильных или насосно-компрессорных) труб выполняют контрольные измерения длины труб и их шаблонирование.

Цементировочная головка должна быть опрессована на полуторакратное давление и иметь разделительные пробки.

На скважине следует создать запас воды для приготовления тампонажного раствора, а также жидкости для продавливания.

Тампонажный цемент подвергают лабораторному анализу.

Успешность установки цементного моста зависит от рационального применения технических средств и приёмов, а также тампонажных материалов. Чтобы обеспечить успешную установку цементных мостов, обязательно применяют устройства для контролируемого забойного цементирования (УКЗЦ) и разделительные пробки.

7.2 Технические средства контроля за установкой цементных мостов

В.В. Кравец и Б.А. Теришак разработали и внедрили в производство комплект для установки мостов КУМ-1 и устройство для контролируемого забойного цементирования УКЗЦ-73Н (рис. 7.1).

Комплект КУМ-1 предназначен для многократной контролируемой установки цементных мостов и проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) через колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметрами 89, 73 и 60 мм. В комплект входят устройство УКЗЦ-73Н, цементирующая головка (ЦГ), шаровые эластичные разделительные пробки (ШРП), центраторы из легкоразбуриваемого материала, фрезеры.

Устройство УКЗЦ-73Н (см. рис. 7.1) предназначено для многоразовой установки мостов, а также для контроля за транспортировкой к необходимому участку скважин разных технологических жидкостей при различных операциях (например, кислот для обработки призабойной зоны). Устройство УКЗЦ-73Н состоит из корпуса, в щелевых пазах которого находятся один или два ряда опорных ножевых пластинок, расположенных через 120° по окружности (сечения А-А и Б-Б). Принцип работы устройства УКЗЦ-73Н следующий: манометр цементировочного агрегата на устье скважины чётко фиксирует сигнал в виде импульса давления о прохождении шаровой пробки через ножевую опору. Импульс давления регулируется изменением геометрических параметров ножевых опорных пластинок и находится в пределах от 8 до 10 МПа.

Цементировочная головка (рис. 7.2) состоит из корпуса, нижнего, среднего и верхнего патрубков диаметром 73 мм с кранами высокого давления, нижнего и верхнего стопорных штифтов и крышки. Собирают её во время установки цементного моста в следующем порядке: отвинчивают крышку, вывинчивают верхний стопорный штифт и ввинчивают нижний стопорный штифт, вставляют шаровую разделительную пробку (ШРП) и перемещают её под давлением до упора в нижний стопорный штифт, ввинчивают верхний стопорный штифт, вставляют вторую ШРП и закручивают крышку. Все три крана высокого давления ставят в положение «закрыто».

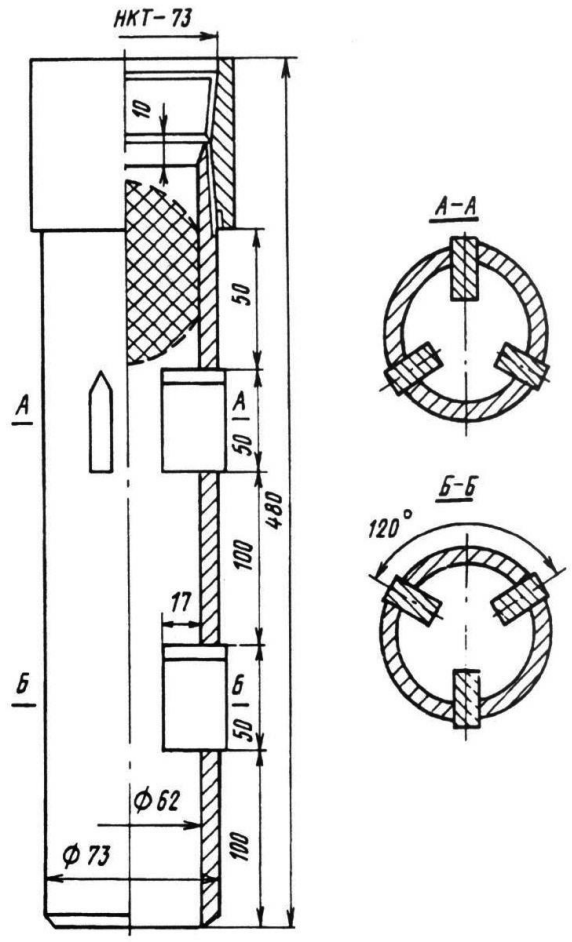


Рисунок 7.1 – Устройство контролируемого забойного цементирования

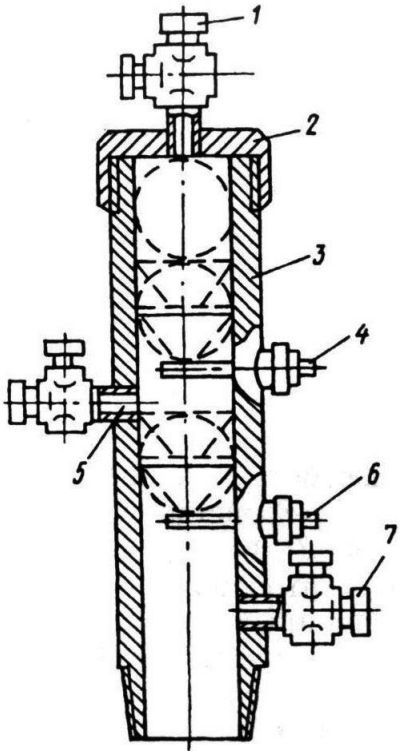


Рисунок 7.2 – Цементировочная головка:
1, 5, 7 – верхний, средний и нижний патрубки соответственно;
2 – крышка; 3 – корпус;
4, 6 – верхний и нижний стопорные штифты

Для этих операций иногда используют цементировочную головку кассетного типа (рис. 7.3), которая состоит из корпуса, имеющего резьбу в верхней части для соединения с квадратной штангой, а в нижней – с насосно-компрессорными трубами, заглушки, оборудованной краном высокого давления. Кассеты закрываются крышками с винтом. Перед закачкой растворов в кассеты вставляют ШРП и закрывают их крышками. Головку навинчивают на колонну НКТ. В зависимости от плана работ закачивание жидкости проводят через ведущую трубу, соединённую с головкой, или через кран высокого давления, к которому подсоединена нагнетательная линия.

Шаровые разделительные пробки предназначены для распределения контактирующих жидкостей во время их движения в колонне НКТ, также они воспринимают сигнал об окончании процесса продавливания. Пробки, имеющие диаметр 80 мм, изготовлены из резины типа 54-23 (2Ф-77) либо 54-40-39 (ТУ 38-105-1563-83). Условная прочность резины на растяжение 8–10 МПа, относительное удлинение при разрыве 350–450 %, твёрдость по

Шору (А) 50–70 усл. ед., эластичность по отслаиванию 65 %, температура хрупкости – 50 °С, термостойкость 150–200 °С. Благодаря высокой упругости (эластичности) пробки хорошо проходят через более узкие участки НКТ диаметром 73 мм, а также через бурильные трубы диаметром 89 мм.

Центраторы (рис. 7.4) предназначены для центровки колонны НКТ в обсадной колонне на участке установки моста для обеспечения качественного заполнения затрубного пространства тампонажным раствором, а также для более лёгкого обуривания колонны НКТ в случае их прихвата.

Фрезер (рис. 7.5) устанавливают в нижней части НКТ для облегчения их спуска при прохождении в стволе скважины при наличии песчаных пробок и частиц цементного камня.

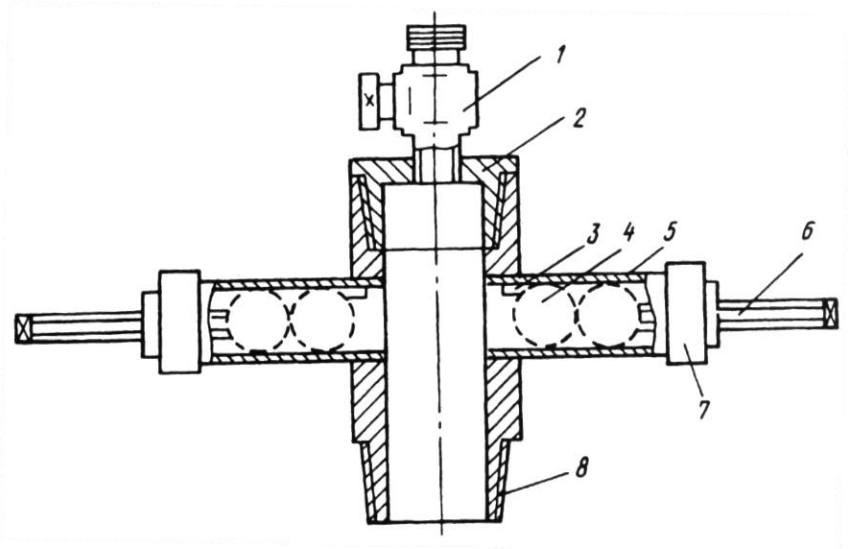


Рисунок 7.3 – Цементировочная головка кассетного типа:
1 – кран высокого давления; 2 – заглушка; 3 – ножевая опора;
4 – ШРП; 5 – кассета; 6 – винт; 7 – крышка; 8 – корпус

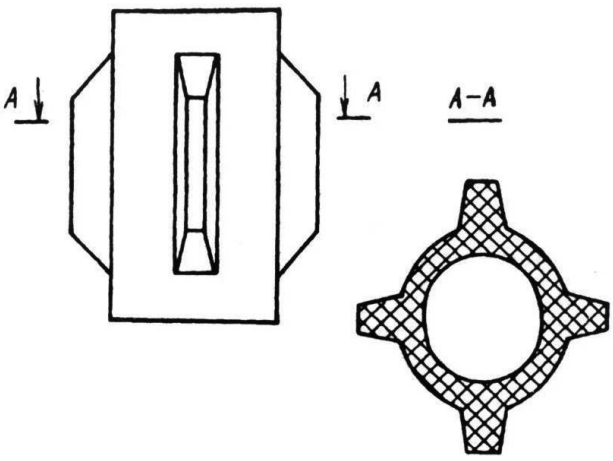


Рисунок 7.4 – Центратор

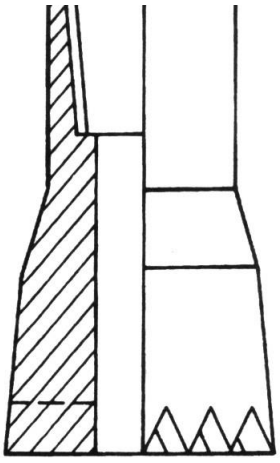


Рисунок 7.5 – Трубный фрезер

7.3 Буферные жидкости

Буферные жидкости применяют для предотвращения смешивания тампонажного раствора с контактирующими жидкостями, повышения степени вытеснения бурового раствора и удаления рыхлой глинистой корки. Объём буферной жидкости, закачанной тампонажным раствором, определяют из расчёта заполнения 50–100 м внутреннего пространства заливочных труб. Объём буферной жидкости, которую закачивают перед тампонажным раствором, находят из условия обеспечения равновесия столба жидкости в затрубном пространстве и в колонне заливочных труб.

При установке мостов в обсаженном стволе скважины буферной жидкостью является вода, которая используется для приготовления тампонажного раствора.

Во время промывания скважины раствором на углеводородной основе и цементированием её тампонажным раствором на водной основе целесообразно применять трёхпорционную буферную жидкость:

- первая порция – дизельное горючее + 0,5–2,0 % неионогенного поверхностно-активного вещества (ПАВ) (дисольван, сульфанол, ОП-10);
- вторая порция – вода + 0,5–2,0 % неионогенного ПАВ;
- третья порция – вода, на которой готовят тампонажный раствор.

Подбирая состав буферной жидкости, необходимо проверить её совместимость как с тампонажным, так и с буровым раствором. С этой целью готовят смеси буферной жидкости и тампонажного раствора в соотношениях 1 : 9, а также 1 : 3 (по объёму) и испытывают на консистометре при давлении и температуре, которые будут иметь место во время установки моста. Смеси буферной жидкости и бурового раствора испытывают в аналогичных условиях при объёмных соотношениях 1 : 9, 1 : 1, 1 : 3. При этом буферная жидкость не должна сокращать время схватывания тампонажного раствора, а растекание смесей должно отличаться от растекания исходных растворов не менее чем на 20 %.

Дальнейшим закачиванием продавочной жидкости вытесняют тампонажный раствор из колонны заливочных труб в затрубное пространство до получения сигнала о посадке второй шаровой разделительной пробки на ножевую опору устройства. Этим завершается процесс продавливания тампонажного раствора.

После поднятия заливочных труб из зоны моста в зависимости от плана работ производится прямое либо обратное промывание для удаления остатков тампонажного раствора. В первом случае цементировочным агрегатом создаётся избыточное давление в трубах для разрушения второй разделительной пробки, что обусловливает циркуляцию жидкости сквозь трубы в затрубное пространство. Во втором случае создаётся циркуляция через межтрубное пространство скважины, в результате чего ШРП выносятся на поверхность.

После окончания работ скважину оставляют для ОЗЦ не менее чем

на 48 часов.

Качество цементного моста (несущая способность, прочность, проницаемость) проверяют разгрузкой колонны заливочных труб, опрессовкой или снижением давления в трубах. Виды испытаний цементных мостов зависят от назначения, а также от действия на мост нагрузок. При необходимости цементный мост обуривают до заданной глубины, но не раньше срока ОЗЦ.

7.4 Проверка обсадных колонн на герметичность

После цементирования или установки моста эксплуатационную колонну следует испытать на качество проведения тампонажных работ, прочность и герметичность.

При испытании колонны на герметичность максимальное значение внутренних рабочих давлений $p_в$ для секций, составленных из однотипных труб, определяют для глубин, которые отвечают фактической верхней границе этих секций в скважине, а верхнюю секцию колонны проверяют при внутреннем давлении на устье колонны

$$p_{об.у} = 1{,}1 \cdot p_в$$

при условии, что это давление не ниже минимально необходимого избыточного внутреннего давления на устье при испытании. Его значения для труб разного диаметра приведены ниже.

Диаметр колонны, мм	114–127	141–146	168
Давление, МПа	12	10	9

Избыточные внутренние давления, действующие на трубы секций колонны при её испытании, определяют по формуле

$$p_{об.у} = 1{,}1 \cdot p_в - \rho_ж \cdot g \cdot H,$$

где $\rho_ж$ – плотность жидкости, заполняющей колонну; g – ускорение свободного падения; H – расстояние от устья скважин до верхней границы секции, которую рассматривают.

Считают, что колонна выдержала испытание на герметичность при опрессовке:

1) если после замены раствора водой отсутствует перелив воды или выделение газа из колонны;

2) когда давление не уменьшается на протяжении 30 мин.;

3) если давление уменьшается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания свыше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания менее 7 МПа.

Испытание на герметичность методом снижения уровня проводится

при бурении разведочных скважин, а также тех эксплуатационных скважин, в которых давление у устья несущественно превышает атмосферное. Уровень жидкости в скважине, необходимый для испытания, определяют по формуле

$$H_{ж} = H_{пр} + 50,$$

где $H_{пр}$ – уровень жидкости в эксплуатационной колонне, необходимый для появления притока, м.

Определённый таким образом уровень не должен быть меньше предельного значения, которое зависит от способности труб противодействовать сминающим давлениям.

При испытании колонну считают герметичной, если: при уменьшении уровня жидкости в скважине менее 450 м допускается поднятие его за 8 часов (для колонн с диаметрами 114–219 мм) не более 0,8 м; при снижении уровня в пределах от 400 до 600 м – 1,1 м; от 600 до 800 м – 1,4 м; от 800 до 1000 м – 1,7 м; более 1000 м – 2,0 м.

Уровень измеряют аппаратом Яковлева или другими приборами спустя 3 часа после его снижения для того, чтобы избежать влияния стекания жидкости со стенок колонны на результаты измерений.

Если уровень жидкости в колонне на протяжении 8 часов поднимается выше указанного, то измерение повторяют, и если он подтверждается, то колонну считают негерметичной и разрабатывают мероприятия для ликвидации её негерметичности.

В скважинах, заполненных перед цементированием глинистым раствором плотностью 1400 кг/см^3 и выше, заменяют глинистый раствор на воду и на протяжении 1 часа после стабилизации температуры констатируют отсутствие перелива жидкости или выделения газа.

7.5 Разобщение ствола скважины поликонденсирующейся псевдопластичной жидкостью

На многих промыслах широко применяются методы обработки призабойной зоны (ПЗ) пласта. Основная часть дополнительно добытой нефти приходится на гидроразрыв пласта (ГРП) и кислотную обработку (КО).

Для защиты верхней части эксплуатационной колонны от высоких давлений, создаваемых при обработке ПЗ методами ГРП, КО и другими, широко применяются механические пакеры (например, ПШ-5-500, ПС-5-500). Однако при наличии дефектов (смятия, сужения) эксплуатационной колонны, грата на стыкосварных соединениях, а также в скважинах с разноразмерными колоннами использовать механические пакеры невозможно. Надёжная герметизация, спуск и извлечение механических пакеров значительно усложняются в скважинах с искривленным стволом. В связи с этим возникла необходимость в разработке новых и совершенствовании

существующих способов пакерования.

Предложены способы пакерования с применением вязкопластичных жидкостей: глинистого раствора; эмульсии из эпоксидной смолы с наполнителем в условиях узкого зазора, создаваемого специальным приспособлением на насосно-компрессорных трубах (НКТ).

Буровой раствор как вязкопластичная жидкость, имеющая низкое напряжение сдвига, работоспособен только при небольших перепадах давления. Кроме того, после ГРП он может проникать в пласты и ухудшать их фильтрационные свойства. Использование специального устройства на НКТ при наличии наполнителя в виде твёрдых частиц (около 50 %) может привести к прихвату труб в узком зазоре. Поэтому существующие способы не получили широкого применения.

Известны вязкоупругие составы (ВУС) на основе полиакриламида и смол. С применением ВУС разработаны и успешно внедряются новые технологические операции по временному отсечению прифильтровой зоны скважины для предотвращения загрязнения пласта, по установке цементных мостов и изоляции водопритоков.

Ниже изложены результаты лабораторных и промысловых исследований по разработке технологии разобщения ствола скважины в температурном интервале 30–70 °С с псевдопластичной жидкостью (ППЖ), представляющей собой подкисленный (pH = 5,0 ÷ 6,5) водный раствор полимеров (гипан, мочевиноформальдегидная смола МФС) и формалина.

Описаны технологические схемы и опыт пакерования поликонденсирующейся псевдопластичной жидкостью скважин в объединении «Укрнефть» при обработке ПЗ (перепад давления на пакере до 50 МПа в течение 3–4 часов).

Предложенная технология успешно испытана для защиты верхней части ствола скважины при закачке воды под давлением до 20 МПа в течение года.

Установка пакера из ППЖ осуществляется путём закачки 2–4 м^3 ППЖ с поверхности в заданный интервал затрубного пространства по схеме прямой или обратной циркуляции. Предложена и используется технология пакерования ППЖ при наличии в скважине конструкций НКТ двух типов.

Схема одноколонной конструкции (ОК). При пакеровании скважины, оборудованной одноколонной конструкцией труб постоянного диаметра или ступенчатой, обычно применяются 60-, 73- или 89-мм НКТ (рис. 7.6, *а*).

Высота столба ППЖ в затрубном пространстве зависит от её свойств, размеров затрубного пространства и перепада давления на пакере. Важное преимущество пакерования по схеме ОК – возможность разобщения ствола скважины без проведения спускоподъёмных операций и при наличии в скважине эксплуатационных колонн любых размеров.

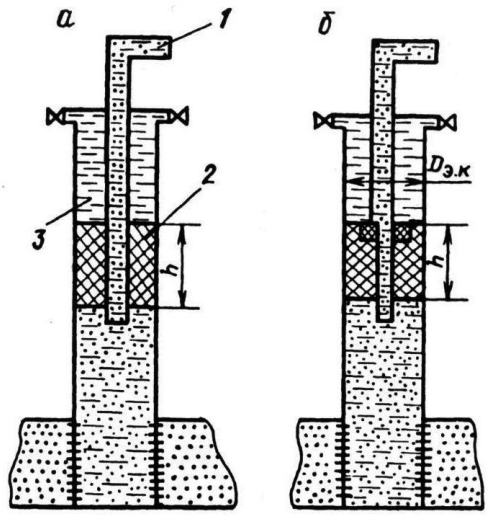


Рисунок 7.6 – Технологические схемы пакерования скважин ОК (*а*) и СКУ (*б*):
1 – щёлок ($\rho \geq 1120$ кг/м^3); 2 – ППЖ;
3 – пресная или пластовая вода ($\rho \leq 1300$ кг/м^3); h – высота пакера из ППЖ

Высота столба испытанного в промысловых условиях состава ППЖ в затрубном пространстве между 146-мм обсадной колонной и 73-мм НКТ не должна превышать 200–250 м. При такой высоте пакер работоспособен в течение 3 часов при перепаде давления 20–25 МПа. Увеличение высоты столба ППЖ в скважине выше указанных пределов вызывает затруднения при освобождении НКТ после проведения операции под давлением в связи с увеличением нагрузки на крюке выше допустимой при срыве труб. Уже при высоте пакера 250 м дополнительная нагрузка на крюке при срыве труб составляет около 200 кН.

При указанной высоте пакера имеется возможность освобождения труб и восстановления циркуляции в скважине путём повышения давления под пакером до 40–50 МПа или путём подъёма НКТ.

Разработан состав ППЖ (описанный ниже), который по истечении заданного периода времени обеспечивает самоосвобождение труб, так как продукты поликонденсации отдают воду и, сжимаясь вокруг НКТ, отходят от стенки эксплуатационной колонны. Появляется возможность для циркуляции жидкости в скважине и для подъёма НКТ при небольшой дополнительной нагрузке.

Схема специальной колонны с упором (СКУ). При пакеровании скважины по данной схеме в эксплуатационную колонну спускается специальная колонна НКТ с упором, которая (см. рис. 7.6, *б*) обычно состоит из следующих элементов:

- насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, спускаемых до верхнего уровня установки пакера;
- устройства для опрессовки НКТ;
- устройства для промывки (при необходимости) затрубного пространства скважины под упором;

• цилиндрического упора высотой 100–150 мм, диаметр которого на 8–16 мм меньше диаметра колонны;

• хвостовика из НКТ длиной до 300 м (диаметр хвостовика определяется в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны).

В качестве упора можно применять переводник пакеров ПШ-5-500 или ПС-5-500 с навинченным на него дюралюминиевым расширением.

Устройство для опрессовки НКТ и промывки скважины (рис. 7.7) состоит из корпуса 1, на верхнем торце которого находится седло для опрессовочного шарового клапана. На боковой поверхности корпуса имеется девять отверстий, расположенных в три ряда. В отверстия нижнего ряда ввинчены три срезных штифта. При спуске в скважину и во время ГРП отверстия верхних рядов закрыты золотником 3 с уплотнениями 4. Для промывки скважины необходимо сбросить клапан 2 и поднять давление в НКТ до 10,0–15,0 МПа. Применение специальной колонны НКТ с упором улучшает условия пакерования. При одинаковой высоте столба ППЖ допустимый перепад давления на пакер возрастает более чем в 2 раза (до 50 МПа).

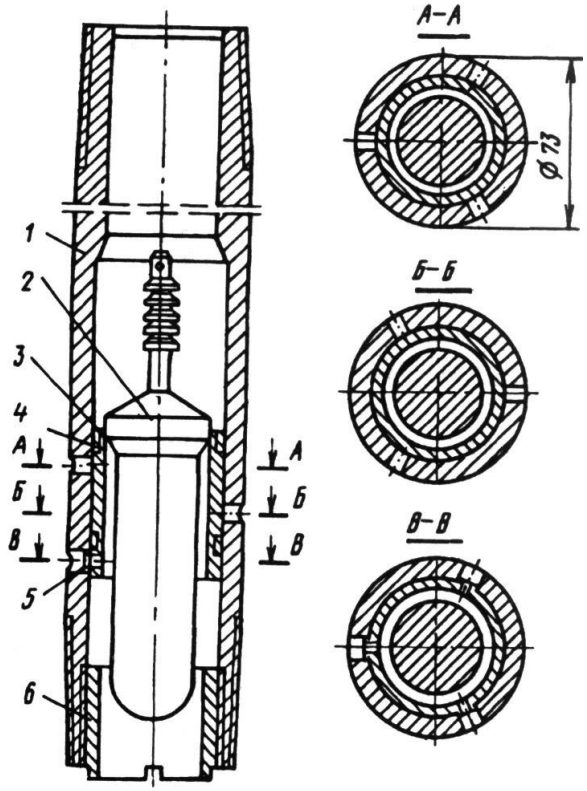


Рисунок 7.7 – Устройство для опрессовки НКТ и промывки скважины:
1 – корпус; 2 – сбросовый клапан; 3 – золотник;
4 – уплотнение; 5 – срезной штифт; 6 – ограничитель

Пакер из ППЖ применяется для разобщения ствола скважины с целью защиты верхней части колонны от высоких давлений кратковременно (на 3–4 часа) при обработке под давлением или длительно (до одного года) при закачке воды в пласт в скважинах с негерметичной эксплуатационной колонной в верхней части ствола. В последнем случае для увеличения

прочности пакера возможно применение не одного, а нескольких упоров в интервале закачки ППЖ.

Если пластовое давление в скважине меньше гидростатического или равно ему, то закачку ППЖ производят через НКТ по схеме прямой циркуляции, а если оно больше гидростатического – в затрубное пространство.

Выбор технологической схемы пакерования осуществляется с учётом геолого-промысловых условий и задач разобщения ствола скважины.

7.5.1 Подбор рецептур поликонденсирующейся псевдопластичной жидкости

Приготовление ППЖ производится в поверхностных условиях, затем она доставляется насосными агрегатами в заданный интервал затрубного пространства, где происходит изменение её физического состояния. Продукты поликонденсации ППЖ, выполняющие роль пакера при ГРП, КО и других подобных операциях, подвергаются воздействию больших перепадов давления (до 25–50 МПа).

В результате лабораторных и промысловых исследований было установлено, что ППЖ, применяемая для пакерования, должна отвечать следующим требованиям:

- не содержать сгустков геля и хорошо прокачиваться насосом;
- сохранять подвижность при температуре 20 ± 2 °С в течение не менее 4 часов, а в пластовых условиях – при температуре 30–70 °С в течение 0,5–2,0 часа;
- в результате поликонденсации за 20–40 часов превращаться в однородное упругое тело с разрушающим напряжением при сдвиге τ_p не менее 5 кПа и долговечностью под нагрузкой не менее 3 часа;
- после отверждения обладать эластическими свойствами и хорошей адгезией к металлу.

Некоторыми из перечисленных свойств обладает кислая гипано-формалиновая смесь (ГФС), применяемая для ограничения притока вод.

Жидкая ГФС через определённый промежуток времени (индукционный период), который зависит от соотношения реагентов в смеси, температуры и давления, отверждается, превращаясь в гель.

Увеличение концентрации формалина в смеси и особенно концентрации соляной кислоты приводит к сокращению индукционного периода гелеобразования и уменьшению эластичного геля.

Гелеобразование ускоряется также при повышении температуры. Изменяя соотношение реагентов в ГФС, можно получать составы с заранее заданным для данной температуры индукционным периодом и гель с определёнными механическими свойствами. Однако механическая прочность и эластичность таких гелей недостаточны для целей пакерования. Кроме того, они быстро стареют, теряя воду и уменьшаясь в объёме. Процесс ускоряется с повышением температуры. Ниже приведены исследованные составы ГФС (в $см^3$).

Номер состава	I	II

Гипан	100	100
Соляная кислота 28 %-ная	9,2	9,2
Формалин 36,3 %-ный	13,8	13,8
Вода	17	17
МФС	–	40

Добавление в ГФС мочевиноформальдегидной смолы (МФС) с массовой долей гипана 20–40 % позволяет повысить прочность системы и улучшить её эластические свойства. Данные, характеризующие влияние МФС на механические свойства продуктов поликонденсации ГФС, приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Механические параметры ППЖ

Номер состава	Разрушающее напряжение сдвига, кПа				Модуль жёсткости	
	50 °С		70 °С		50 °С	
	24 часа	48 часов	24 часа	48 часов	24 часа	48 часов
I	9,0	5,1	4,3	4,1	30	92
II	8,1	12,5	11,2	10,3	6	17

Методика определения разрушающего напряжения сдвига τ_p и методика определения относительной деформации сдвига описаны ниже.

Из таблицы 7.1 видно, что при температуре 50 °С процесс созревания (упрочнения структуры) геля состава I происходит быстрее, чем геля состава II: τ_p соответственно равно 9,0 и 8,1 кПа. При более длительном термостатировании образцов, а также при более высокой температуре термостатирования значение τ_p для состава I уменьшается почти вдвое. Это связано, очевидно, с уменьшением адгезии к металлу в результате старения геля. Для образцов состава II, термостатированных в тех же условиях, значение τ_p, наоборот, увеличивается. Таким образом, введение в ГФС мочевиноформальдегидной смолы даёт возможность увеличить прочность продуктов поликонденсации ППЖ более чем в 2 раза.

Введение в ГФС мочевиноформальдегидной смолы сопровождается также значительным повышением эластичности системы, о чём можно судить по величине модуля жёсткости. Со временем эластичность снижается.

Приведённый в таблице 7.1 состав II отвечает требованиям, предъявляемым к ППЖ, и может использоваться для герметизации затрубного пространства скважин. Реагенты, необходимые для приготовления ППЖ, доступны и недороги.

В результате решения ряда задач исследовательского и практического характера (выбор соотношения реагентов, последовательность их смешения, скорость и длительность перемешивания и т.д.) были разработаны методика приготовления ППЖ в лабораторных условиях и необходимое оборудование.

Псевдопластичная жидкость готовится в химическом стакане. Для

улучшения перемешивания в стакан помещается ребристая вставка. Перемешивание осуществляется турбинной мешалкой (рис. 7.8) с частотой вращения 280–290 об./мин.

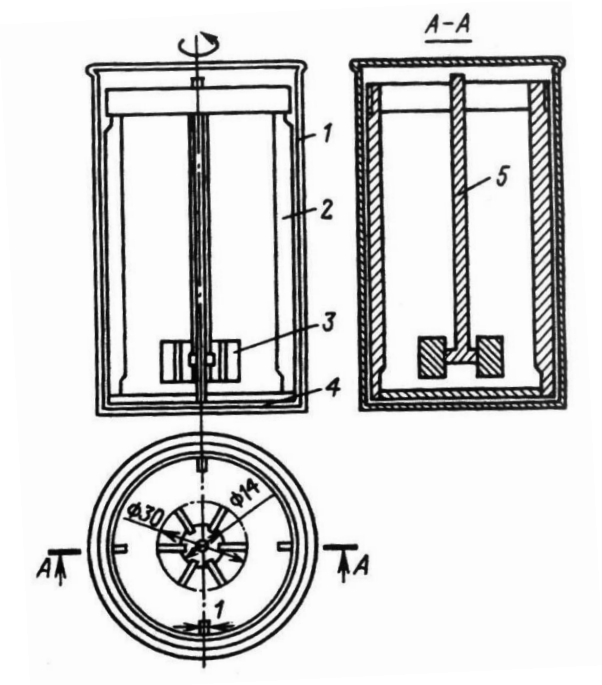


Рисунок 7.8 – Турбинная мешалка для приготовления ППЖ:
1 – стакан; 2 – ребро вставки; 3 – турбинка; 4 – основа вставки; 5 – вал

При перемешивании на таком режиме у рёбер вставки образуются волны высотой приблизительно 7 мм. Уменьшение частоты вращения при перемешивании сопровождается появлением сгустков геля при добавлении в гипан кислотно-формалиновой смеси (КФС). Перемешивание с большей частотой вращения тоже нежелательно, так как ППЖ насыщается пузырьками воздуха (сильно аэрируется), что приводит к искажению результатов опыта.

В стакан заливают гипан, включают мешалку и перемешивают в течение 3–5 мин. Объёмы соляной кислоты и формалина рассчитывают заранее, исходя из их концентрации и заданных для данной рецептуры массовой доли активных веществ: хлористого водорода HCl в соляной кислоте и формальдегида CH_2O в формалине. Пример расчёта объёмов приведён ниже.

КФС добавляют в гипан медленно (в течение 8–10 мин.) по каплям, чтобы не допустить коагуляции гипана и появления сгустков геля. После 5 мин. перемешивания в стакан добавляют мочевиноформальдегидную смолу (за 30 с) и полученную жидкость перемешивают ещё 5 мин. Время приготовления ППЖ составляет 20–25 мин. Исходные концентрации соляной кислоты и формалина, используемых для приготовления КФС, колеблются в широких пределах: соляной кислоты – от 20,6 до 31,0 %, формалина – от 22 до 40 %. Поэтому для приготовления КФС заданного состава требуются разные объёмы этих реагентов.

Расчёт объёмов соляной кислоты и формалина производится по коли-

честву HCl и CH_2O, которое должно содержаться в ППЖ данного состава.

Например, установлено, что для гипана, содержащего в 100 г 86 мг экв. щёлочи, оптимальным (температура термостатирования равна 50 °С) является следующий состав ППЖ.

Гипан, $см^3$	100
HCl, г	3,4
CH_2O, г	4,7
Вода, $см^3$, до объёма	40
Смола (УКС-Б), $см^3$	30

Предположим, что в лаборатории имеется 20,8 %-ная соляная кислота (в 1000 $см^3$ содержится 231 г HCl) и 38 %-ный формалин. Объём раствора соляной кислоты $V_{ск}$, содержащий 3,4 г HCl, находится из пропорции: 1000 $см^3$ раствора соляной кислоты содержат 231 г HCl, а $V_{ск}$ – 3,4 г HCl, откуда $V_{ск}$=14,7 $см^3$.

Аналогично из пропорции находят объём формалина, который для рассматриваемого примера

$$V_ф = \frac{147 \cdot 4{,}7}{38} = 12{,}3 \text{ см}^3.$$

Так как КФС всегда готовят объёмом 40 $см^3$, то объём воды для её приготовления составит 40 – (14,7 + 12,3) = 13 $см^3$.

Расчётные объёмы реагентов (воды, формалина и кислоты) смешивают и получают КФС с заданной массовой долей HCl и CH_2O, которую определяют титрованием.

Для определения содержания HCl в коническую колбу отбирают пипеткой 2 $см^3$ КФС и титруют 1 н. раствором едкого натра NOH в присутствии фенолфталеина до появления малиновой окраски.

Для определения содержания CH_2O в нейтрализованную при определении HCl пробу КФС прибавляют 50 $см^3$ 27 %-ного свежеприготовленного раствора сернокислого натрия Na_2SO_3 и титруют 1 н. раствором соляной кислоты до исчезновения малиновой окраски.

На титрование КФС приведённого состава идёт 4,6–4,7 $см^3$ 1 н. раствора едкого натра и 7,8–7,9 $см^3$ 1 н. раствора соляной кислоты.

Эти значения, найденные в лаборатории для КФС определённого состава, служат ориентиром при приготовлении КФС в промысловых условиях.

Соотношение компонентов в ППЖ зависит от свойств исходных реагентов, задаваемого индукционного периода гелеобразования, температуры и давления в интервале установки пакера.

В связи с тем, что состав и свойства реагентов из разных партий различны, за 5–10 дней до проведения работ производится отбор проб реагентов, предназначенных для пакерования скважин. Пробы реагентов анализируют, на основе полученных данных выполняют соответствующие расчёты, составляют несколько рецептур (обычно четыре), в которых варьируют в определённых пределах содержания HCl и CH_2O (в г).

Если гипан обладает высокой вязкостью, то к нему добавляют воду в

таком количестве, чтобы условная вязкость по ВП-5 не превышала 2400–3000 с.

Подбор соотношения реагентов осуществляется с использованием методов планирования эксперимента. В качестве параметра оптимизации принимается τ_p, а в качестве факторов – массовое содержание хлористого водорода HCl и формальдегида CH_2O.

Состав ППЖ подбирают по плану полного двухфакторного эксперимента. Сначала определяют уровни изменения факторов и производят их кодирование.

Затем проводится эксперимент в соответствии с программой, заложенной в матрице планирования.

По результатам опытов производится их обработка с целью определения однородности дисперсий и значимости коэффициента в уравнении регрессии

$$У = A + A_1 \cdot X_1 + A_2 \cdot X_2,$$

где A, A_1 и A_2 – коэффициенты в уравнении регрессии.

Если коэффициенты значимы, то определяют адекватность уравнения регрессии и осуществляют крутое восхождение в область максимальных значений τ_p. Подбирается состав ППЖ, отвечающий поставленным выше требованиям.

В результате исследований по подбору рецептур ППЖ была установлена зависимость между содержанием щёлочи в гипане и количеством HCl, вводимым в ППЖ.

На рисунке 7.9 приведена опытная зависимость по определению количества добавляемой соляной кислоты от содержания щёлочи в гипане, где *Щ* – щёлочность гипана, мг · экв. щелочи на 100 г гипана; B_1 и B_2 – верхний предел удельного расхода кислоты при t = 30–60 °С и t = 70 °С соответственно; *Н* – нижний предел удельного расхода кислоты при t = 70 °С.

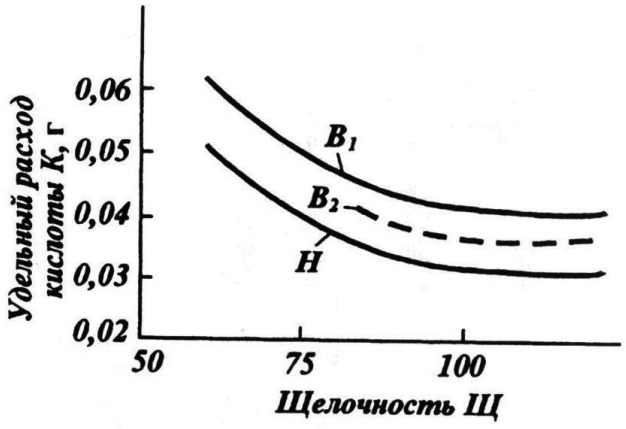


Рисунок 7.9 – Зависимость количества добавляемой кислоты *К* от щёлочности *Щ* гипана

Верхний и нижний пределы содержания HCl в ППЖ рекомендуется

использовать для определения величин Z_1^{+1} и Z_1^{-1} следующим образом:

$$Z_1^{+1} = ЩВ\ ,\ Z_1^{-1} = ЩН\ .$$

Пределы изменения количества формальдегида в ППЖ при постановке эксперимента можно принять следующие:

$$Z_2^{-1} = 3 \text{ г } CH_2O;\ Z_2^{+1} = 5 \text{ г } CH_2O.$$

Объёмы реагентов для приготовления КФС с заданной массовой долей HCl и CH_2O определяются в результате расчётов.

Использование изложенной методики значительно сокращает затраты времени на подбор оптимального состава ППЖ.

7.5.2 Исследование реологических и механических свойств пакерующей жидкости

Изучение механических свойств пакерующей жидкости необходимо для разработки технологии процесса пакерования скважин и подбора оборудования. Структурно-механические свойства пакерующей жидкости значительно отличаются от свойств продукта её поликонденсации.

Исследование реологических свойств пакерующей жидкости до поликонденсации проводилось на капиллярном вискозиметре длиной 0,62 мм и диаметром 0,004 м.

На рисунке 7.10 приведена характерная кривая течения пакерующей жидкости, состоящей из смеси 100 см^3 гипана, 36 см^3 смолы УКС-Б, 34 см^3 10 %-ной HC1 (3,56 г HCl) и 16 см^3 37 %-ного формалина (5,92 г CH_2O), при температуре 20 °С в диапазоне изменения скорости сдвига при закачке пакерующей жидкости в скважину.

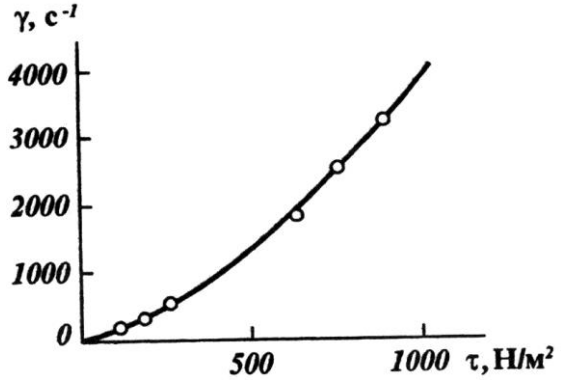


Рисунок 7.10 – Кривая течения ППЖ:
τ – напряжение сдвига; γ – скорость сдвига

В результате обработки опытных данных установлено, что исследуемая смесь представляет собой псевдопластичную неньютоновскую жидкость, подчиняющуюся степенному закону:

$$\tau = K \cdot \gamma^{m}, \tag{7.1}$$

где K – мера консистентности жидкости (чем больше K, тем больше вязкость жидкости); γ – скорость сдвига; m – характеризует степень неньютоновского поведения жидкости (чем больше m, тем более выражены неньютоновские свойства).

Для исследованной жидкости

$$K = 23{,}7 \cdot \frac{H \cdot c^{0{,}735}}{м^2}, \; m = 0{,}735.$$

Величина кажущейся вязкости для степенного закона выражается в виде

$$\mu = K \cdot \gamma^{m-1} \tag{7.2}$$

или в данном случае

$$\mu = 23{,}7 \cdot \gamma^{0{,}265} \left[\frac{\text{Н} \cdot \text{с}}{\text{м}^2} \right]. \tag{7.3}$$

Таким образом, с возрастанием скорости движения кажущаяся вязкость убывает. Это объясняется тем, что с ростом скорости сдвига молекулы постоянно ориентируются своими большими осями вдоль направления потока. В связи с отсутствием начального напряжения сдвига рекомендуемая псевдопластичная пакерующая жидкость не требует приложения усилий для разрушения структуры в начале перекачки. Плотность исследуемой жидкости при температуре 20 °С составляет 1100 кг/м^3.

Также определялась растекаемость пакерующей жидкости по конусу. По результатам опытов растекаемость составляет 18–25 см. Следовательно, жидкость должна хорошо прокачиваться промысловыми насосными агрегатами.

Прежде чем обсуждать вопрос о выборе параметров, характеризующих механические свойства продуктов поликонденсации ППЖ, необходимо установить их физическое состояние.

Изменение физического состояния продуктов поликонденсации ППЖ изучали по термомеханической кривой, которую снимали методом пенетрации. Исследуемые образцы после поликонденсации охлаждались до температуры 0 °С, а затем при их термостатировании через каждые 10 °С снимались показатели пенетрации $П$ (деления). Характерная термомеханическая кривая показана на рисунке 7.11.

Из формы кривой можно заключить, что исследуемые продукты поликонденсации ППЖ ведут себя как аморфный полимер с температурой стеклования около 0 °С. С повышением температуры от 10 до 50 °С их деформируемость увеличивается за счёт роста подвижности звеньев – это переходная область. В интервале температур 50–80 °С находится область эластичного состояния, характеризующаяся обратными деформациями.

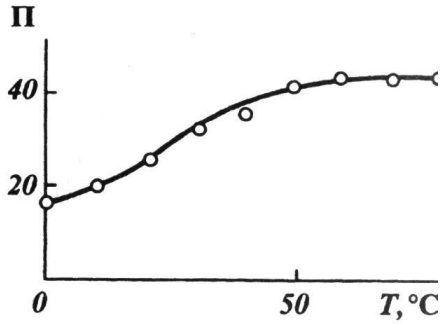


Рисунок 7.11 – Термомеханическая кривая продуктов поликонденсации псевдопластичной жидкости

Для пакерования скважин рекомендуется применять продукт поликонденсации ППЖ в эластичном состоянии или в близлежащей переходной области. Вследствие высокой подвижности молекул и надмолекулярных структур продукты поликонденсации ППЖ обладают небольшим модулем жёсткости в скважине, способны хорошо воспринимать вибрации насосно-компрессорных труб при прокачке рабочих жидкостей и колебания давления жидкости, закачиваемой плунжерными и поршневыми насосами.

При использовании продуктов поликонденсации ППЖ в качестве пакера необходимо учитывать также (как для конструкций из пластмасс) поведение их под нагрузкой во времени и характерный для таких материалов большой разброс значений показателей прочности.

Используя рекомендации по методам расчёта конструкций из полимеров в качестве основной механической характеристики исследуемого материала, допустимое напряжение сдвига при долговечной нагрузке рассчитываем по формуле

$$\tau_д = K_{одн} \cdot K_{дл} \cdot K_н \cdot \bar{\tau}_p, \qquad (7.4)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однородности (определяется по результатам статистической обработки замеренных значений разрушающего напряжения сдвига τ_p); $K_{дл}$ – коэффициент, учитывающий поведение материала при длительной нагрузке (определяется путём статистической обработки опытных данных разрушения материала во времени при различной величине нагрузки); $K_н$ – коэффициент, учитывающий разброс значения величины τ_p за счёт погрешностей опыта.

Для исследуемого материала определено $K_{одн}$ = 0,77, $K_{дл}$ = 0,42 (при нагрузке в течение 3 часов), $K_н$ = 0,65.

Отсюда

$$\tau_д = 0{,}21 \cdot \bar{\tau}_p; \qquad (7.5)$$

$$\tau_p = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \bar{\tau}_p,$$

где τ_p – разрушающее напряжение сдвига, определяемое путём испытания не менее пяти образцов на пластомере; n – число опытов.

Модуль жёсткости и относительная деформация при сдвиге характеризуют способность материала пакера воспринимать нагрузки.

Относительная деформация при сдвиге цилиндрического образца определяется по Рейнеру из зависимости

$$\gamma_{сд} = \frac{\Delta h_{сд}}{R}, \tag{7.7}$$

где $\Delta h_{сд}$ – максимальная стрела прогиба по оси цилиндрического элемента; R – радиус образца.

Модуль жёсткости при сдвиге определяется по зависимости

$$G = \frac{\tau}{2 \cdot \gamma_{сд}}. \tag{7.8}$$

7.5.3 Пластомеры для определения механических параметров

Сущность метода определения разрушающего напряжения сдвига заключается в измерении давления, при котором происходит сдвиг или разрушение сплошности цилиндрического образца продуктов поликонденсации ППЖ, находящихся в металлической обойме. Образец получают в металлических трубках длиной 150 мм и внутренним диаметром 16 мм.

Эти трубки, предварительно обезжиренные горячим раствором кальцинированной соды и хорошо промытые пресной водой, закрывают со стороны резьбы резиновыми пробками, смазанными тонким слоем вазелина (во избежание прилипания образца к пробкам).

Пакерующую смесь заливают в подготовленные таким образом обоймы вровень с краями, чтобы высота столба ППЖ в обоймах была одинаковая и составляла 130 мм, закрывают их сверху резиновыми сосками (соски защищают ППЖ от испарения) и помещают обоймы в термостат с заданной температурой на 20–40 часов.

Обоймы с ППЖ, приготовленные для автоклавирования, сосками не закрывают. Их помещают открытыми в автоклав, заполненный маслом, например, трансформаторным, или водой при температуре 30–70 °С и давлении 10–25 МПа.

Более достоверные результаты получаются при автоклавировании проб ППЖ, так как в этом случае учитывается влияние на процесс поликонденсации ППЖ не только заданной температуры, но и давления. При этом резко снижается отрицательное влияние пузырьков воздуха, попадающих в пакерующую смесь при её приготовлении, на механические свойства продуктов поликонденсации ППЖ. При термостатировании в металлических обоймах ППЖ в результате поликонденсации последняя превращается в гель, связанный со стенками обоймы.

Определение механических свойств продуктов поликонденсации ППЖ производится на пластомере (рис. 7.12). Для определения упругих деформаций применяется измерительная пипетка 10. Контейнер 2 заполняют сжатым газом, а контейнер 5 пресной водой. Открывают вентиль 3 и создают давление в контейнере 5. Плавно открывая вентиль 8, передают давление со скоростью 0,2 МПа/мин. на образец.

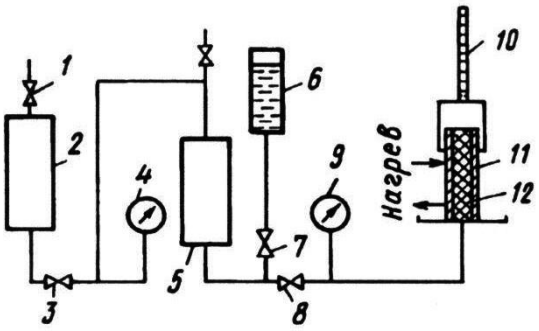


Рисунок 7.12 – Пластомер:
1, 7 – вентили; 2, 5 – контейнеры; 3, 8 – линейные вентили на напорных линиях;
4, 9 – образцовые манометры; 6 – ёмкость для заправки контейнера водой;
10 – градуированная пипетка; 11 – продукт поликонденсации ППЖ;
12 – металлическая обойма

При разрушении испытываемого образца происходит резкое снижение давления, что фиксируется манометром 9. Давление разрушения образца принимается равным максимальному давлению, приложенному к испытываемому образцу.

После разрушения образца вентиль 8 закрывают. Образцы, в которых при внешнем осмотре обнаружены дефекты (пустоты, инородные включения, трещины), для определения τ_p не используются.

Расчёт разрушающего напряжения сдвига (кПа) ведётся по зависимости

$$\tau_p = \frac{p \cdot d}{4 \cdot h}, \qquad (7.9)$$

где p – максимальное давление, кПа; d – внутренний диаметр трубки, см;
h – высота столба ППЖ, см.

За результат испытания принимают среднее арифметическое из пяти и более параллельных определений. Вычисляют среднеквадратическую ошибку измерений.

Сущность метода определения относительной деформации сдвига состоит в определении объёма выпучивания V на деформированной по сравнению с начальным состоянием образца поверхности. Связь между величиной максимальной стрелы прогиба $\Delta h_{cд}$ (см) и вытесненным объёмом, равным объёму параболоида вращения, определяется зависимостью

$$\Delta h_{cд} = \frac{2 \cdot V}{\pi \cdot R^2}, \qquad (7.10)$$

где V – объём воды, вытесненный в пипетку, см^3; R – радиус обоймы, см.

Для измерения относительной деформации сдвига на металлическую обойму 12 надевается резиновая вакуумная трубка, в которую вставляется пробка с пипеткой. Цена деления пипетки 0,01-0,02 см^3.

Резиновая трубка и пипетка (до 0) заполняются водой. На образец подаётся давление, и через каждые 0,025 МПа делают выдержку в течение 60 с, после чего снимают показания измерения уровня воды в пипетке. Величина давления, подаваемого на образец, не должна превышать 0,5–0,7 от τ_p.

Для определения разрушающего напряжения сдвига при заданных температуре и давлении разработан пластомер высокого давления (рис. 7.13).

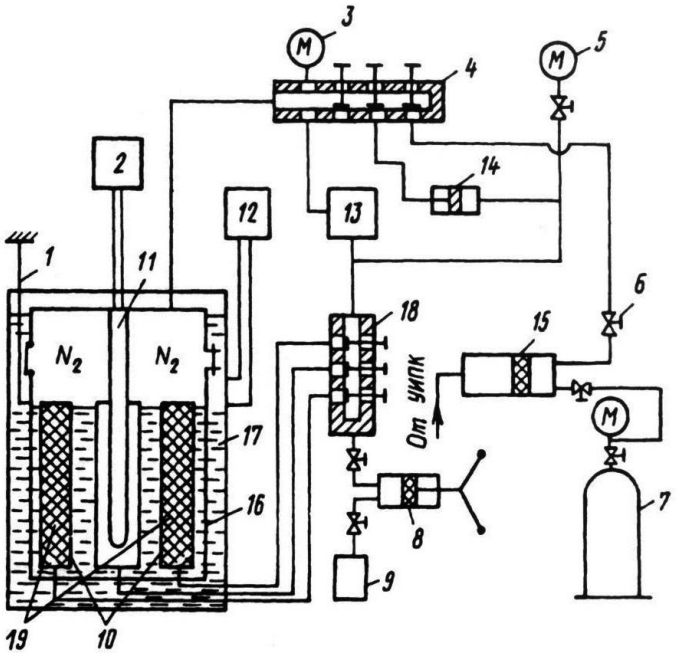


Рисунок 7.13 – Пластомер высокого давления:
1 – консоль для крепления контейнера; 3, 5 – манометры образцовые;
4 – блок управления давлением в контейнере; 6 – запорные вентили;
7 – баллон со сжатым азотом; 8, 15 – прессы; 9 – бачок с керосином;
10 – металлические обоймы; 11 – термопара; 12 – термостат;
13 – манометр дифференциальный; 14 – газожидкостный разделитель;
16 – контейнер высокого давления; 17 – термостатируемая ёмкость;
18 – блок подачи давления к металлическим обоймам;
19 – продукт поликонденсации ППЖ

Контейнер высокого давления 16 вскрывают, прессом 8 через блок подачи давления 18 заполняют жидкостью подводящие линии, которые затем соединяют с обоймами 10. Обоймы заполняют пакерующей жидкостью с помощью шприца. Затем контейнер 16 заполняют жидкостью выше верхнего уровня трубок, включают подогрев и после закрытия крышки по-

лость над обоймами заполняют азотом до давления 10–25 МПа с помощью блока 4 и баллонов 7 и пресса 15.

После поликонденсации пакерующей жидкости прессом 8 создают на образцах в обоймах 10 перепад давления, необходимый для разрушения продукта поликонденсации. Перепад давления измеряется дифференциальным манометром 13.

7.5.4 Определение высоты пакера

Для расчёта высоты столба продуктов поликонденсации ППЖ в скважине, оборудованной НКТ без упора, способного выдержать заданный перепад давления в течение заданного времени, рекомендуется использовать формулу

$$h = \frac{250 \cdot \Delta p \cdot (D - d_m)}{\tau_\partial}, \qquad (7.11)$$

где h – высота столба пакера, м; Δp – ожидаемый перепад давления на пакере, МПа; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d_m – наружный диаметр труб, м; τ_∂ – допустимое напряжение сдвига при продолжительной нагрузке, кПа.

В таблице 7.2 приведены результаты расчёта по зависимости (7.11) и опытные данные о разобщении ствола скважин Долинского и Битковского месторождений продуктами поликонденсации ППЖ (146-мм эксплуатационная колонна, схема ОК).

Из сопоставления этих данных видно, что предлагаемая методика расчёта может быть рекомендована для применения.

Таблица 7.2 – Параметры пакерования ППЖ в скважинах

Показатели	Месторождение				
	Битков	Долина			
	Скв. 662	Скв. 814	Скв. 675	Скв. 278	Скв. 283
1	2	3	4	5	6
Интервал установки пакера, м	1230–1440	2050–2300	1910–2050	1800–2200	1821–2256
Высота пакера, м	210	250	140	400	435
Объём пакерующей жидкости, м	2,4	2,8	1,4	3,0	4,7
Диаметр НКТ, мм	73	73	73	89	73
Температура в интервале пакерования, °С	33–40	54–62	50–55	42–52	43–53
Состав ППЖ:					
гипан, $см^3$	100	100	100	100	100
МФС, $см^3$	20	20	36	30	30
HCl, г	2,5	2,5	3,6	2,4	3,4
CH_2O, г	5,3	7,2	5,9	5,7	4,7
Тип мешалки	турбинная			эжекторный смеситель	

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6
τ_p по замесу, кПа:					
лабораторному	11,0	5,0	7,6	8,0	6,5
промысловому	6,2	5,4	6,4	6,5	7,5
Время термостатирования, ч	65	18	24	19	44
$\Delta p_{расч}$ ($\tau_{пром}$), МПа	20,6	20,4	14,0	55,7	51,5
$\Delta p_{ф}$, МПа	17,0	20,0	8,0	30,0	41,0
Длительность работы пакера под нагрузкой в скважине, ч	0,3	0,1	4,0	3,0	4,0
Способ разрушения	подъём негерметичных НКТ, промывка	самопроизвольный	путём повышения давления до 20 МПа, промывка	подъём НКТ, промывка	подъём НКТ, разбуривание остатков пакера
Дебит скважины, тонн/сут.:					
до ОПЗ	0,5	18,0	28,4		
после ОПЗ	0,5	29,0	28,4	–	–
Приёмистость скважины, $м^3$/сут:					
до ОПЗ	–	–	–	180	80
после ОПЗ	–	–	–	350	200

Для скважин, в которых спущены НКТ с упором, прочность пакера из продуктов поликонденсации ППЖ примерно в 2 раза выше расчётной по приведённой методике.

Опытом установлено, что пакер высотой 250 м при зазоре между упором и эксплуатационной колонной не более 16 мм по диаметру через 20–40 часов надёжно разобщает ствол скважины в затрубном пространстве при давлении на устье до 45 МПа в течение 3–4 часов.

7.5.5 Технология приготовления ППЖ в промысловых условиях

Наиболее сложной и ответственной технологической операцией при установке пакера является приготовление ППЖ. В связи с тем, что реагенты используются в небольших количествах, повышаются требования к чистоте оборудования и точности дозировки исходных компонентов. В промысловых условиях были испытаны два способа приготовления ППЖ: в турбинной мешалке и с помощью эжекторного смесителя.

Как установлено лабораторными и подтверждено промысловыми исследованиями, гидродинамические условия перемешивания исходных компонентов и порядок их ввода существенно влияют на качество ППЖ.

Применение эжекторного смесителя позволяет следующее:

- в широких пределах изменять гидродинамические условия перемешивания исходных компонентов;

- ППЖ приготовлять непосредственно на скважине;
- обеспечивать перемешивание гипана с КФС в закрытой камере эжектора;
- работы по подготовке скважины производить одновременно с приготовлением ППЖ.

В качестве технологических насосов и емкостей применяется стандартное оборудование, имеющееся на нефтяных предприятиях.

Опытным путём установлено, что прокачка гипана и КФС через эжекторный смеситель должна происходить при $1500 < \mathrm{Re}' < 2000$. Смешение при таких режимах не сопровождается интенсивным выделением тепла и разогреванием смеси, появлением сгустков геля. При увеличении параметра Рейнольдса до 2500–3000 температура смеси повышалась на 12–17 °С и происходило образование большого количества сгустков геля. Установлено также, что параметры механических свойств продуктов поликонденсации ППЖ, приготовленной с помощью эжекторного смесителя при $1500 < \mathrm{Re}' < 2000$, и ППЖ, полученной в лабораторных условиях, обычно отличаются не более чем на 20 %.

Для исключения возможности образования сгустков геля в процессе смешения гипана с КФС при $1500 < \mathrm{Re}' < 2000$ необходимо соблюдать соотношение подачи компонентов в пределах $7 \le \frac{q_{гип}}{q_{кфс}} \le 9$.

Перед приготовлением ППЖ рассчитывают её объём:

$$V_{ППЖ} = 0{,}785 \cdot \left(D^2 - d_m^2\right) \cdot h + 0{,}2 \text{ м}^3, \qquad (7.12)$$

где D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; d_m – наружный диаметр НКТ; h – высота столба ППЖ, определяемая по уравнению (7.11) или из опыта.

Эжекторный смеситель и насосные агрегаты обвязывают согласно технологической схеме рисунка 7.14. После этого приступают к приготовлению КФС.

Её готовят в закрытой ёмкости объёмом 0,9 м^3, в которой можно производить точный замер объёмов компонентов, их качественное перемешивание и дозировку КФС на эжекторный смеситель. В ёмкость сначала заливают расчётное количество воды, а затем – формалин и соляную кислоту. Тщательно перемешивают смесь и отбирают пробы на титрование. Объёмы 1 н. раствора едкого натра и 1 н. раствора соляной кислоты, полученные в результате титрования, сравнивают с контрольными объёмами для КФС данного состава, которые были определены в лабораторных условиях. В случае несовпадения объёмов добавляют в КФС формалин, кислоту или воду.

Одновременно с приготовлением КФС отсек чана Б агрегата ЦА-320 заполняется гипаном. Этот отсек соединён трубами через эжекторный смеситель с отсеком А. Всасывающая полость эжекторного смесителя подсоединяется через регулировочный кран 4 к ёмкости 5, в которой приготовлена

КФС. В момент выхода агрегата ЦА-320 на заданный режим прокачки гипана через эжекторный смеситель кран 4 полностью закрыт. После стабилизации расхода гипана (2,0–2,5 л/с) плавно приоткрывается кран 4 и устанавливается такой расход КФС (обычно 0,3 л/с), при котором не образуются сгустки геля. После смешения гипана с расчётным количеством КФС через приёмный чан агрегата 6 закачивают в чан со смесью мочевиноформальдегидную смолу. Перемешивают ППЖ насосом агрегата путём циркуляции в течение 10–15 мин., после чего смесь готова к закачке в скважину.

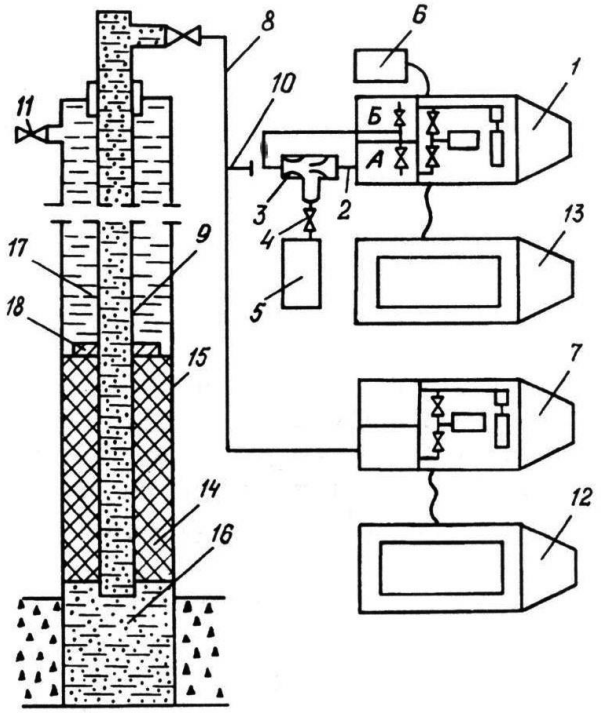


Рисунок 7.14 – Схема обвязки оборудования при приготовлении и закачке ППЖ:
1 – агрегат ЦА-320; 2, 8 – опорный трубопровод; 3 – эжектор; 4 – регулировочный кран;
5, 6 – ёмкость соответственно для КФС и МФС; 7 – агрегат 4АН-700; 9 – НКТ;
10 – патрубок; 11 – задвижка; 12, 13 – автоцистерны; 14 – пакер из ППЖ;
15 – эксплуатационная колонна; 16 – щёлочь; 17 – вода; 18 – раствор

Время приготовления КФС объёмом 0,7–0,9 м^3 составляет 0,7–1,2 часа. Приготовление ППЖ объёмом 2,5–2,9 м^3 с учётом времени на приготовление КФС колеблется в пределах 1,7–2,7 часа.

7.5.6 Установка пакера из ППЖ в скважине

Способ подготовки НКТ зависит от технологической схемы пакерования. Пакерование по схеме ОК производится обычно без спускоподъёмных операций с использованием НКТ, находящихся в скважине. Перед установкой пакера колонна НКТ опрессовывается на давление, равное ожидаемому или в 1,5 раза больше него. Выполнение работ без опрессовки связано с риском, так как повышение давления в процессе проведения опе-

рации иногда приводит к нарушению герметичности НКТ (см. табл. 7.2, скважина № 662).

При установке пакера по схеме СКУ из скважины извлекаются НКТ и глубинный насос, замеряется глубина забоя, при необходимости промывается пробка. Вместо извлечённых НКТ в скважину спускают специальную колонну НКТ с упором и устройством для опрессовки НКТ и промывки затрубного пространства над упором (см. рис. 7.6 и 7.7). НКТ опрессовываются на давление 40–50 МПа, после чего опрессовочный клапан извлекается.

Устье скважины оборудуется герметичной устьевой головкой 2АУ-700, которая обеспечивает закачку жидкостей и контроль давления в трубах и затрубном пространстве, а также быстрое перекрытие кранов. Герметичность кранов проверяется при давлении 40–50 МПа.

Возможно проведение частичной разгрузки пакера из ППЖ за счёт восприятия части давления (в пределах допустимого) верхней частью обсадной колонны. Для этого затрубное пространство скважины оборудуют предохранительным клапаном, отрегулированным на заданное давление, которое создаётся одновременно с увеличением давления в НКТ.

ППЖ является полярной жидкостью, поэтому для обеспечения хорошего сцепления полимера со стенками эксплуатационной колонны и НКТ в нефтяных скважинах необходимо очистить их от нефти.

Десорбция и отмывка нефти с металлических поверхностей осуществляется водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) неионогенного типа (превоцел, дисольван).

По схеме прямой циркуляции ствол скважины промывается 0,1–0,3 %-ным водным раствором ПАВ. Затем в интервал пакерования закачивают 0,3–0,5 %-ный водный раствор ПАВ объёмом 5–6 $м^3$ и оставляют его в скважине на 16–20 часов. После выдержки осуществляется интенсивная прямая промывка ствола скважины 0,1–0,3 %-ным раствором ПАВ объёмом 5–10 $м^3$ при расходе 9–12 л/с. В водонагнетательных скважинах обработка ствола ПАВ обычно не требуется.

Работы по пакерованию планируются с учётом пластового давления и температур в интервале установки пакера из ППЖ. Перед установкой пакера из ППЖ необходимо определить поведение скважины, заполненной жидкостью. Если скважина изливает, то замеряется дебит при изливе, а если поглощает, определяется её приёмистость при давлении 3,6 и 9,0 МПа.

Доставка ППЖ в заданный интервал затрубного пространства через НКТ осуществляется успешно при значении коэффициента приёмистости не более $1 \cdot 10^{-6}$ $м^3/(с \cdot МПа)$. При более высокой приёмистости принимаются меры по её ограничению.

Одним из эффективных методов ограничения приёмистости является закачка меловой суспензии плотностью 1200–1400 $кг/м^3$. После определения приёмистости скважина промывается 0,3 %-ным раствором ПАВ.

Если скважина изливает, то закачка ППЖ в заданный интервал производится через затрубное пространство (при величине дебита при свободном изливе через затрубное пространство, большем $0{,}2 \cdot 10^{-3}$ м^3/с).

Дальнейшая подготовка ствола скважины зависит от способа доставки ППЖ в заданный интервал затрубного пространства. Если закачка ППЖ планируется через НКТ, то в ствол скважины ниже башмака НКТ закачивается солёная вода ($\rho > 1130$ кг/м^3), а в затрубное пространство – слабо минерализованная вода ($\rho < 1030$ кг/м^3), и затрубное пространство закрывается.

При закачке ППЖ через затрубное пространство скважина может быть полностью заполнена солёной водой.

После подготовки эксплуатационной колонны производится обвязка устья скважины согласно схеме на рисунке 7.14. Насосным агрегатом 7 по схеме прямой циркуляции НКТ заполняется жидкостью плотностью ρ_3, большей плотности ППЖ – ρ_2. После этого задвижка на затрубном пространстве закрывается, и жидкость плотностью ρ_3 закачивается в скважину в объёме, равном объёму эксплуатационной колонны от низа НКТ до забоя скважины. Затем она оттесняется жидкостью плотностью ρ_1, меньшей плотности ППЖ, до башмака НКТ. Таким образом, перед закачкой ППЖ в НКТ в затрубном пространстве находится жидкость плотностью ρ_1, а в эксплуатационной колонне и ниже башмака НКТ – плотностью ρ_3. Благодаря этому предотвращается оседание ППЖ на забой и перемещение её в затрубном пространстве. Закачка пакерующей смеси осуществляется агрегатом 1, с помощью которого она готовилась при открытой задвижке на затрубном пространстве. Продавка жидкостью плотностью ρ_3 в заданный интервал затрубного пространства производится агрегатом 7.

В связи с тем, что вязкости и плотности ППЖ и продавочной жидкости существенно отличаются, необходимо процесс прокачки и продавки ППЖ осуществлять при режимах, которые обеспечивают меньший объём смешения.

Расчёты показали, что для достижения минимальных зон смешения процесс закачки ППЖ должен быть разделён на два этапа. Заполнение труб ППЖ необходимо осуществлять при расходах 9–12 л/с, а продавку её в затрубное пространство – при расходах 16–20 л/с.

Уменьшить объём смешения ППЖ с вытесняющей и вытесняемой жидкостями можно путём закачки перед и после ППЖ буферного раствора с вязкостью и плотностью, близкими к ППЖ. В качестве буферного раствора можно применять гипан. Объём буферного раствора должен быть равен объёму зоны смешения, определяемой по уравнению В.С. Яблонского, и составлять 0,3–0,6 м^3. При контакте гипана с минерализованной водой происходит коагуляция гипана. Однако это явление не нарушает процесса закачки ППЖ в затрубное пространство. После заполнения НКТ псевдо-

пластичной жидкостью её продавливают в заданный интервал затрубного пространства. Объём продавочной жидкости равен сумме объёмов НКТ и затрубного пространства в интервале 30–50 м. После доставки ППЖ в заданный интервал на затрубном пространстве немедленно закрывается задвижка. Остальной объём продавочной жидкости находится в емкости, установленной у устья скважины, которая обвязывается с НКТ. Жидкость предназначена для компенсации поглощения скважиной в течение 10–14 часов.

В процессе закачки ППЖ необходимо контролировать давление закачки. Оно соответствует потерям давления при движении закачиваемых жидкостей. При проведении промысловых испытаний при закачке ППЖ с расходом 10–12 л/с (скважины №№ 538Б, 662Б и 814Д) потери давления на 1000 м длины НКТ составляли 1,2–3,0 МПа.

7.5.7 Обработка пласта и удаление продуктов поликонденсации ППЖ из скважины

Для уточнения времени проведения операций под давлением и допустимого перепада давления на пакер отбираются пробы готовой ППЖ, которые термостатируются при заданных условиях.

В лабораторных условиях определяют предельное напряжение сдвига продуктов поликонденсации ППЖ промыслового замеса и на основании полученных данных составляют заключение о проведении промысловых работ.

Задвижка на затрубном пространстве открывается, а выкид из затрубного пространства отводится на амбар и надёжно закрепляется. Перед началом процесса пакер из продуктов поликонденсации ППЖ опрессовывается насосным агрегатом на давление, составляющее 30–50 % ожидаемого при ГРП. После этого осуществляется обвязка техники и проводится ГРП. Необходимо отметить, что выход на максимальное рабочее давление при ГРП осуществляется плавно. Сначала поднимают давление до значения, составляющего приблизительно 50 % максимального, а через 5–10 мин. поднимают давление до максимального рабочего при ГРП.

По окончании процесса воздействия на пласты необходимо разрушить пакер и извлечь НКТ. При установке пакера высотой 150 м по технологической схеме ОК пакер работает под нагрузкой кратковременно и по истечении 0,5–1,0 часа разрушается самопроизвольно (скважины №№ 538Б и 814Д) или после увеличения давления на 20–50 % больше рабочего (скважина № 675Д).

Увеличение высоты пакера, установленного по технологической схеме ОК, до 400–450 м осложняет его разрушение. В этом случае пакер разрушают путём подъёма НКТ. В начальный момент подъёма НКТ нагрузка на крюке достигает предельно допустимой для агрегатов подземного ремонта (480 кН для скважины № 278 и 500 кН для скважины № 283). При установке пакера высотой 200–250 м по технологической схеме СКУ его разрушают путём подъёма НКТ с последующей промывкой ствола скважины от продуктов поликонденсации ППЖ. В начальный момент

подъёма нагрузки на крюке на 70–90 % превышают вес труб (320 кН для скважины № 824Д, 300 кН для скважины № 645Д, 270 кН для скважины № 633Д, 320 кН для скважины № 24Д). Для снижения нагрузки на крюке подъёмного агрегата в начальный момент подъёма НКТ в скважину можно закачивать жидкость под давлением до 30 МПа, в результате чего создаётся дополнительное выталкивающее усилие на пакер.

7.5.8 Опыт пакерования скважин ППЖ

Первая опытная работа по разобщению ствола скважины была проведена на нефтяной скважине № 538 Битковского нефтяного месторождения с использованием гипано-формалиновой смеси. Установку пакера проводили без подъёма НКТ по схеме ОК. Ствол скважины от углеводородов не очищали.

ППЖ готовили путём смешения в турбинной мешалке 1,9 м^3 гипана с добавлением 1,1 м^3 КФС, состоящей из 0,6 м^3 37 %-ного формалина и 0,5 м^3 10 %-ной соляной кислоты. ППЖ закачали в интервал 1550–1850 м затрубного пространства с расходом 0,3–0,5 м^3/мин. при давлении 3,5 МПа. Продукт поликонденсации промыслового замеса ГФС обладал τ_p = 1,6 кПа. Через 17 часов приступили к испытанию пакера на герметичность. Открыли затрубное пространство и агрегатом 4АН-700 плавно подняли давление за 25 мин. до 25 МПа и поддерживали его в течение 20 мин. Пакер был герметичным. Затем увеличили давление до 35 МПа. Из затрубного пространства появилась жидкость, расход её постепенно увеличивался, и через 6 мин. произошло полное разрушение пакера, который впоследствии был вымыт водой. Пакер разрушался постепенно. Полное разрушение происходило через 10–15 мин. после начала истечения жидкости из затрубного пространства. Объём воды, закачанной в пласт при давлении 25 МПа, составил 20 м^3, что достаточно для проведения кислотной обработки пласта.

Для успешного проведения ГРП необходимо увеличить прочностные свойства и эластичность продукта поликонденсации ППЖ, а также удалить углеводороды со стенок эксплуатационной колонны и НКТ в интервале установки пакера.

Для проведения кислотного ГРП на нефтяной скважине № 814 Долинского нефтяного месторождения (см. табл. 7.2) был установлен пакер из ППЖ, в состав которой дополнительно была введена МФС. В целях очистки эксплуатационной колонны от углеводородов в интервал установки пакера закачали на 2 часа смесь 0,6 м^3 четырёххлористого углерода и 2 м^3 дизельного топлива. Затем эту смесь вымыли и в данный интервал закачали на 20 часов пластовую воду плотностью 1040 кг/м^3 с добавкой 0,3 % дисольвана.

В турбинной мешалке приготовили 2,8 м^3 ППЖ и закачали её в скважину. Через 20 часов приступили к проведению кислотного ГРП. Затрубное пространство в процессе ГРП было закрыто. В течение 1 часа при перепаде давления на пакер 18 МПа в скважину закачали 24 м^3 кислотного

раствора и 15 м^3 продавочной жидкости. В конце продавки из затрубного пространства начала истекать вода, а через 8 мин. пакер полностью разрушился и был удалён из скважины прямой промывкой. В результате успешного проведения кислотного ГРП дебит нефти увеличился в 1,6 раза и составил 29 тонн/сут.

По технологической схеме ОК также был установлен пакер из ППЖ на скважине № 675Д Долинского нефтяного месторождения, на которой аналогично, как и на скважине № 814Д, была проведена кислотная обработка пласта под давлением (см. табл. 7.2).

При установке пакеров на скважинах №№ 538Б, 662Б, 814Д и 675Д ППЖ готовилась в турбинных мешалках, размещённых на территории цеха КФС. Точная дозировка КФС при использовании турбинных мешалок затруднена. Поскольку на приготовление ППЖ в турбинной мешалке требуется 3–4 часа, возможно преждевременное отверждение ППЖ на поверхности до закачки её в скважину.

Для устранения указанных трудностей была разработана технология приготовления ППЖ с помощью эжекторного смесителя. Впервые эжекторный смеситель был использован при установке пакера на нагнетательной скважине № 278 Долинского нефтяного месторождения (см. табл. 7.2). На этой же скважине с целью повышения прочности пакера была увеличена его высота до 400 м. Оборудование для приготовления ППЖ обвязали по схеме рисунка 7.14. В ёмкость для приготовления КФС залили 276 л пресной воды, добавили 270 л 39 %-ного формалина и 138 л 30 %-ной соляной кислоты. КФС тщательно перемешивали в течение 5 мин.

В отсек Б чана насосного агрегата закачали 1,8 м^3 гипана. Включив насосный агрегат, начали прокачку гипана через эжекторный смеситель с расходом 2,3 л/с. При этом давление до сопла эжекторного смесителя составило 15,0 МПа. После выхода агрегата на режим, плавно открывая кран 4 на линии подсоса КФС, установили расход КФС 0,25 л/с и в течение 50 мин. КФС смешивали с гипаном. В полученную смесь насосным агрегатом закачали 0,6 м^3 МФС и мешали в течение 15 мин. Приготовленную ППЖ закачали в скважину по технологической схеме ОК. Через 19 часов пакер опрессовали на 20,0 МПа и провели ГРП, закачав в скважину 9 тонн песка и 360 м^3 воды. В процессе ГРП пакер в течение 3 часов выдержал перепад давления 30,0 МПа. Разрушение пакера осуществили путём подъёма НКТ с промывкой. Необходимо отметить, что в начале подъёма были затяжки НКТ. После проведения ГРП приёмистость скважины увеличилась в 1,9 раза и составила 3,50 м^3/(сут. · МПа).

По технологической схеме ОК и при такой же последовательности технологических операций был установлен пакер высотой 435 м в нагнетательной скважине № 283Д. В процессе ГРП в скважину закачали 8 тонн песка при перепаде давления 41 МПа и 250 м^3 жидкости. Пакер был герметичен в течение всего процесса. Попытка разрушить пакер увеличением давления до 52,0 МПа была безуспешной. Пакер разрушили путём подъёма НКТ. После проведения ГРП приёмистость скважины увеличилась в 2,2 раза.

В результате промысловых испытаний пакерования скважин пакером из продуктов поликонденсации ППЖ по технологической схеме ОК установлено следующее:

- при установке пакера высотой 140–210 м он выдерживает перепад давления 10,0–18,0 МПа, что недостаточно для проведения ГРП;
- пакер высотой 140–210 м при перепаде давления 17,0–18,0 МПа недолговечен под нагрузкой;
- разрушение пакера высотой до 210 м осуществлялось путём увеличения давления с последующей прямой промывкой;
- для проведения ГРП с перепадом давления на пакер 30,0 МПа и более его высоту увеличили до 400–450 м;
- пакер высотой 400–450 м не разрушался путём подъёма НКТ (в процессе подъёма НКТ возникали затяжки).

Для увеличения прочности пакера и уменьшения его высоты предложена схема пакерования со спуском специальной колонны НКТ с упором. По технологической схеме СКУ проведено 12 скважино-операций по установке пакера из ППЖ. На 11 скважинах проведены ГРП, на одной скважине длительное разобщение ствола для закачки воды в пласт.

В качестве примера реализации схем СКУ приведено описание процесса на нефтяной скважине № 24 Долинского нефтяного месторождения. В скважину спустили специальную колонну НКТ с упором до глубины 1700 м 73-мм трубы, упор в виде патрубка диаметром 134 мм, а далее до глубины 2000 м спустили трубы диаметром 89 мм. С помощью эжекторного смесителя приготовили ППЖ объёмом 2,8 м^3, ППЖ закачали через НКТ в интервал 1695–1945 м затрубного пространства. Через 40 часов пакер опрессовали давлением 20,0 МПа и приступили к проведению ГРП. При давлении на устье 45,0 МПа в скважину закачано 9 тонн песка и 360 м^3 водного раствора 0,4 %-ного полиакриламида. Пакер разрушен путём подъёма НКТ. После ГРП дебит нефти увеличился в 2 раза.

При установке пакера из ППЖ в скважинах с низким динамическим уровнем, поглощающих воду, разработана технология временной закупорки разреза скважины меловой суспензией. Применение меловых суспензий позволяет в 2–5 раз снизить приёмистость скважин и таким образом уменьшить объём жидкости для подпитки скважины на время поликонденсации ППЖ.

Таким образом, в результате проведённых промысловых испытаний установлено, что пакерование скважин по технологической схеме ОК может успешно применяться при проведении кислотной обработки пласта. При проектировании на скважинах ГРП с давлениями разрыва 45,0 МПа установку пакера из ППЖ необходимо производить по технологической схеме СКУ. В скважинах с пластовым давлением ниже гидростатического необходимо снизить приёмистость пластов меловыми суспензиями, а в скважинах с пластовым давлением выше гидростатического ППЖ – закачивать в заданный интервал через затрубное пространство.

Промысловые испытания подтвердили возможность применения пакеров из ППЖ для длительного разобщения межтрубного пространства.

Технологическая эффективность пакеров из ППЖ заключается в возможности их применения в скважинах с дефектными эксплуатационными колоннами, в скважинах с сильно искривлёнными стволами, в которых использование известных конструкций механических пакеров невозможно. Ранее эти скважины были исключены из фонда.

В связи с тем, что на таких скважинах проведение ГРП, КО и других методов интенсификации без применения пакера из ППЖ невозможно, то дополнительную добычу, полученную от обработки пласта, и экономический эффект можно считать результатом применения пакеров из ППЖ с последующей ОПЗ.

Для разобщения ствола скважин, состояние эксплуатационной колонны которых не позволяет применять механические пакеры, успешно могут быть применены псевдопластичные жидкости на основе гипаноформалиновой смеси с добавкой МФС, способной после поликонденсации отверждаться, приобретая свойства упругого тела. Такой пакер хорошо воспринимает нагрузки и обеспечивает защиту верхней части обсадной колонны при ГРП, кислотных обработках и других видах воздействия на призабойную зону.

Опробование в промысловых условиях разработанной технологии разобщения ствола скважины при закачке воды в пласт при давлении 15–18 МПа показало, что время работы пакера в таких условиях пока достигает 1 час, после чего происходит его самопроизвольное разрушение. Поэтому необходимо продолжить изыскания с целью увеличения долговечности пакера из ППЖ.

В числе других задач совершенствования нового метода пакерования при использовании схемы ОК можно назвать увеличение прочности продуктов поликонденсации ППЖ и улучшение адгезии к поверхности НКТ и эксплуатационной колонны. Необходимо испытать в промысловых условиях разработанную рецептуру самоосвобождающегося пакера из ППЖ с добавкой хлористого аммония.

Состав ППЖ, описанный в обзоре, работоспособен при температурах 30–70 °С. Для установки пакера из ППЖ в скважинах с большей температурой требуется провести дополнительные исследования.

Глава 8.
ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

8.1 Определение допустимой депрессии на пласт

Вызов притока нефти или газа в скважину возможен лишь при условии, если $p_{пл} > p_{заб} + p_{доп}$, где $p_{пл}$ – пластовое давление; $p_{заб}$ – забойное давление; $p_{доп}$ – дополнительное давление, необходимое для преодоления сопротивлений, которые встречает жидкость или газ, перемещаясь к забою скважины. Эти сопротивления создаются природными и искусственными причинами, возникающими в процессе бурения (загрязнение призабойной зоны).

Если в скважине имеется столб жидкости плотностью ρ и высотой H, то приведённое выше неравенство можно записать в таком виде:

$$p_{пл} > \rho \cdot g \cdot H + p_{доп}. \qquad (8.1)$$

Пластовое давление – параметр, остающийся без изменения в процессе освоения скважины. Таким образом, чтобы удовлетворить неравенство, могут изменяться ρ, H, $p_{доп}$.

Допустимое значение депрессии на пласт при вызове притока выбирают с учётом прочности цементной оболочки и определяют по формуле

$$\Delta p < p_{пл} - \left(p'_{пл} - a \cdot h\right), \qquad (8.2)$$

где $p_{пл}$ – давление в продуктивном пласте, МПа; $p'_{пл}$ – давление в водоносном горизонте либо в водонефтяном контакте (ВНК), МПа; h – высота качественной цементной оболочки между водоносным горизонтом или ВНК и наиболее близким перфорационным каналом, м; a – допустимый градиент давления на цементную оболочку за обсадной колонной, МПа (не более 2,5).

Колебание давления в эксплуатационной колонне зависит от сминающих давлений, заложенных в проекте сооружения скважины, на практике проверяется по данным конструкции эксплуатационной колонны.

Допустимая депрессия, исходя из условий устойчивости призабойной зоны пласта, обеспечивается при выполнении следующего соотношения:

$$\Delta p < \frac{\sigma_{сж}}{2} - k \cdot \left(p_г - p_{пл}\right), \qquad (8.3)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности породы на сжатие с учётом её изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа; $p_г$ – вертикальное горное давление, МПа; k – коэффициент бокового распора.

Горное давление определяется средней плотностью верхних пород $\rho_{ср}$ с учётом жидкости, содержащейся в них, и глубины залежей пласта:

$$p_г = 10^5 \cdot \rho_{ср} \cdot H, \tag{8.4}$$

где H – глубина залежей пласта, м; $\rho_{ср}$ – средняя плотность верхних пород ($\rho_{ср}$ = 2300–2500 кг/м^3).

Коэффициент бокового распора определяют при помощи коэффициента Пуассона ν (табл. 8.1):

$$k = \frac{\nu}{1-\nu}. \tag{8.5}$$

Таблица 8.1 – Модуль упругости и коэффициент Пуассона для горных пород

Порода	ν	$E \cdot 10^{-4}$
Глины пластичные	0,38–0,45	–
Глины плотные	0,25–0,35	–
Сланцы глинистые	0,10–0,20	–
Известняки	0,28–0,33	6–10
Песчаники	0,30–0,35	3–7
Сланцы песчаные	0,16–0,25	2,4–3,0
Гранит	0,26–0,29	6,6

Формула (8.3) – приближённая, точность определения $\sigma_{сж}$ невысока, так же как и определение ν и E, поэтому значение депрессии целесообразно проверять экспериментально для каждого месторождения.

Значение допустимой депрессии на основе условий избежания смыкания трещин (для трещиноватых коллекторов) определяют по формуле

$$\Delta p \le \frac{\delta \cdot E}{4 \cdot \ell \cdot \left(1-\nu^2\right)}, \tag{8.6}$$

где δ – раскрытие трещин, мм; ℓ – длина трещин, мм; E – модуль упругости породы пласта, МПа.

Минимальная депрессия на пласт должна также обеспечивать перепад давления, необходимый для преодоления сопротивления движению жидкости в призабойной зоне:

$$\Delta p > p_{доп}, \tag{8.7}$$

где $p_{доп}$ = 2–5 МПа.

Чтобы предотвратить выделение газа в призабойной зоне пласта и его прорыв в ствол скважины, депрессию Δp ограничивают такими условиями:

$$\Delta p = p_{пл} - 0{,}6 \cdot p_{нас.г};$$

при обводнённости продукции более 3 % и для остальных случаев

$$\Delta p = p_{пл} - p_{нас.г}, \tag{8.8}$$

где $p_{нас.г}$ – давление насыщения нефти газом.

Известно около 20 технологических процессов вызова притока из пласта. Рассмотрим основные из них.

Методы освоения скважин и вызова жидкости или газа из пласта в скважину, которые применяют в промышленной практике, базируются на трёх способах снижения противодавления на пласт: уменьшении плотности жидкости, которая заполняет скважину; снижении уровня жидкости в скважине или забойного давления после предварительного воздействия на продуктивные пласты.

Приток жидкости из пласта начинается тогда, когда давление столба жидкости в скважине становится меньше пластового давления, т.е. при создании депрессии на пласт.

8.2 Вызов притока путём замещения жидкости в эксплуатационной колонне

Для вызова притока из пласта путём замещения в эксплуатационной колонне жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью спускают НКТ в скважину до уровня перфорационных отверстий. В затрубное пространство подают жидкость меньшей плотности насосным агрегатом, вытесняя в колонну НКТ раствор большей плотности. После того, как жидкость с меньшей плотностью достигает забоя и попадает в НКТ, начинает снижаться забойное давление. Когда давление на забое становится меньше пластового давления, т.е. создаётся депрессия на пласт, становится возможным приток жидкости из продуктивного горизонта. Если продуктивный горизонт образован трещинными породами, то замещение жидкостей в скважине проводят в несколько этапов, причём плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше, чем на предыдущем.

Максимальное значение давления на устье скважины отвечает моменту времени, когда жидкость с меньшей плотностью достигает забоя:

$$p_{уст} = (\rho_{тж} - \rho_{лж}) \cdot g \cdot H + \Delta p_{зп} + \Delta p_{к}, \tag{8.9}$$

где $\rho_{тж}$, $\rho_{лж}$ – плотность соответственно тяжёлой и лёгкой жидкости; H – длина колонны труб; $\Delta p_{зп}$, $\Delta p_{к}$ – потери давления соответственно в затрубном пространстве и в колонне труб (определяют из справочных таблиц либо по специальной методике).

Значение давления $p_{уст}$ не должно превышать значения давления опрессовки эксплуатационной колонны. Это учитывают при определении

продуктивности насосных агрегатов, поскольку потери давления $\Delta p_{зп}$ и $\Delta p_{к}$ непосредственно зависят от расхода жидкости в системе циркуляции скважины.

Значение пластового давления сравняется со значением давления на забое при определённом соотношении длины столбов тяжёлой и лёгкой жидкостей в колонне:

$$p_{пл} = \left[\rho_{лж} \cdot h_{лж} + \left(h_{пл} - h_{лж}\right) \cdot \rho_{тж}\right] \cdot g + \Delta p_{зп} + \Delta p_{к}, \qquad (8.10)$$

где $h_{лж}$ – высота столба лёгкой жидкости в скважине; $h_{пл}$ – глубина эксплуатационного горизонта, на которой давление равно пластовому.

Объём жидкости, которой необходимо заполнить скважину, чтобы значение давлений на забое выравнялось, определяют по формуле

$$V_{лж} = S \cdot H + S_{нкт} \cdot \left(\frac{\frac{p_{пл} - \Delta p_{зп} - \Delta p_{к}}{g} - h_{пл} \cdot \rho_{тж}}{\rho_{тж} - \rho_{лж}} \right), \qquad (8.11)$$

где S – площадь сечения межтрубного пространства; $S_{нкт}$ – площадь сечения внутренней полости НКТ.

Если объём лёгкой жидкости, которой заполняют трубное пространство, будет больше объёма, определённого по формуле (8.11), то возникает депрессия на пласт, что может спровоцировать приток пластового флюида. Нагнетание лёгкой жидкости в скважину прекращают, если скорость выхода жидкости из НКТ на устье возрастает, а давление в межколонном пространстве на устье уменьшается, т.е. начинается приток жидкости из продуктивного пласта.

8.3 Потери давления на трение в НКТ круглого сечения и межтрубном пространстве

Для расчётов технологического процесса освоения скважины необходимо определить потери давления на трение не только в трубах круглого сечения, но и в кольцевом пространстве при движении как ньютоновских, так и неньютоновских вязкопластичных жидкостей при ламинарном (структурном) и турбулентном режимах.

Эти потери принимают во внимание при расчётах технологических процессов замещения в скважине жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью, при гидропескоструйной перфорации, гидроразрыве пластов, создании мгновенных депрессий с помощью струйных аппаратов и т.п.

8.3.1 Определение потерь давления на трение в НКТ

Для расчёта потерь давления при движении глинистого раствора используют лабораторные данные определения пластичной вязкости η и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 либо рассчитывают их по приближённым формулам Филатова:

$$\eta = 0{,}033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_p - 0{,}022; \tag{8.12}$$

$$\tau_0 = 8{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_p - 7, \tag{8.13}$$

где ρ_p – плотность глинистого раствора, кг/м^3.

Критическую скорость движения глинистого раствора в трубе, при которой проходит замена режима, определяют по формуле

$$\omega_{кр} = 25 \cdot \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho_p}}. \tag{8.14}$$

Фактическая средняя скорость движения жидкости в НКТ

$$\omega = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_m^2}, \tag{8.15}$$

где D_m – внутренний диаметр трубы; Q – расход глинистого раствора в трубах.

При $\omega < \omega_{кр}$ существует ламинарный режим движения глинистого раствора; при $\omega > \omega_{кр}$ – турбулентный.

Потери давления во время движения в трубе глинистого раствора для ламинарного режима определяют по формуле

$$\Delta p_{тр} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot H}{\beta_m \cdot D_m}, \tag{8.16}$$

где H – длина колонны труб; β_m – коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана - Ильюшина.

Параметр Сен-Венана - Ильюшина записывают в виде

$$\text{Sen} = \frac{\tau_0 \cdot D_m}{\eta \cdot \omega}. \tag{8.17}$$

После определения параметра Sen при помощи графика (рис. 8.1) находим коэффициент β_m.

При турбулентном режиме движения глинистого раствора потери давления на трение определяют по формуле

$$\Delta p_{тр} = \frac{0{,}012 \cdot \rho_p \cdot H \cdot \omega^2}{D_m}. \tag{8.18}$$

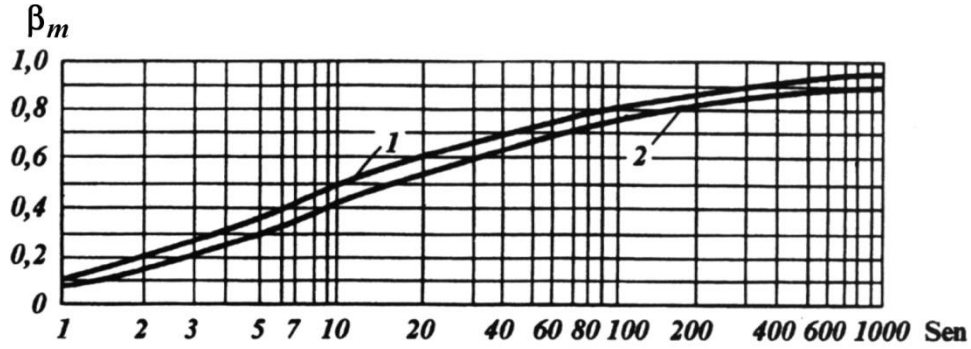


Рисунок 8.1 – Зависимость коэффициента β_m от параметра Сен-Венана - Ильюшина:
1, 2 – круглое и кольцевое сечение соответственно

Потери давления при движении воды рассчитывают по уравнению Дарси - Вейсбаха:

$$\Delta p_{тв} = \frac{0{,}81 \cdot \lambda \cdot H \cdot Q^2 \cdot \rho_в}{D_m^5}, \tag{8.19}$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления трения; $\rho_в$ – плотность воды, кг/м^3.

Для определения коэффициента λ предварительно рассчитывают число Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{\omega \cdot D_m \cdot \rho_в}{\mu_в}, \tag{8.20}$$

где $\mu_в$ – вязкость воды.

Значение λ при числе Рейнольдса $\mathrm{Re} < 100000$ находят по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}. \tag{8.21}$$

Если $\mathrm{Re} > 100000$, то коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле Кольбрука:

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}8 \cdot \lg \mathrm{Re} - 1{,}52)^2}, \tag{8.22}$$

либо по уравнению Филоненко:

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}8 \cdot \lg \mathrm{Re} - 1{,}64)^2}. \tag{8.23}$$

Потери давления при движении глинистого раствора и воды в трубах в условиях ламинарного и турбулентного потоков являются суммой потерь давления во время движения глинистого раствора и воды.

8.3.2 Определение потерь давления на трение в межтрубном пространстве

Средняя фактическая скорость движения жидкости в кольцевом пространстве

$$\omega = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \left(D_в^2 - d_{вн}^2\right)}, \tag{8.24}$$

где $D_в$ и $d_{вн}$ – внутренний диаметр обсадной колонны и внешний диаметр колонны НКТ.

Критическая скорость глинистого раствора в кольцевом пространстве

$$\omega_{кр} = \frac{\eta \cdot \mathrm{Re}_{кр}}{\rho_р \cdot \left(D_в - d_{вн}\right)}, \tag{8.25}$$

где $\mathrm{Re}_{кр}$ – критическое число Рейнольдса, которое характеризует изменение режима потока глинистого раствора.

Критическое число Рейнольдса во время движения глинистого раствора

$$\mathrm{Re}_{кр} = 2100 + 7{,}3 \cdot \mathrm{He}^{0{,}58}, \tag{8.26}$$

где $\mathrm{He} = \mathrm{Re} \cdot \mathrm{Sen}$ – параметр Хедстрема.

Параметр Сен-Венана - Ильюшина для кольцевого пространства запишем в виде

$$\mathrm{Sen}_{кр} = \frac{\tau_0 \cdot \left(D_в - d_{вн}\right)}{\eta \cdot \omega}. \tag{8 27}$$

Фактический параметр Рейнольдса во время движения глинистого раствора для кольцевого пространства определяют так:

$$\mathrm{Re} = \frac{\omega \cdot \left(D_в - d_{вн}\right) \cdot \rho_р}{\eta}. \tag{8.28}$$

Если $\mathrm{Re} < \mathrm{Re}_{кр}$, то режим течения – ламинарный (структурный), а при $\mathrm{Re} > \mathrm{Re}_{кр}$ – турбулентный.

Потери давления на трение во время движения глинистого раствора при ламинарном режиме

$$\Delta p_{кпр} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot H}{\beta_т \cdot \left(D_в - d_{вн}\right)}. \tag{8.29}$$

При турбулентном режиме потери давления на трение

$$\Delta p_{кпр} = \frac{0{,}012 \cdot \rho_р \cdot H \cdot \omega^2}{D_в - d_{вн}}. \tag{8.30}$$

Потери давления в процессе движения воды в затрубном пространстве

$$\Delta p_{кпв} = \frac{\lambda \cdot H \cdot \omega^2 \cdot \rho_в}{2 \cdot (D_в - d_{вн})}. \quad (8.31)$$

Фактический параметр Рейнольдса во время движения ньютоновской жидкости (воды)

$$\mathrm{Re} = \frac{\omega \cdot (D_в - d_{вн}) \cdot \rho_в}{\mu_в}. \quad (8.32)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ, при движении воды при Re < 100000 определится по формуле Блазиуса (8.21). Если Re > 100000, то коэффициент находят по формулам Кольбрука (8.22) либо Филоненко (8.23).

8.3.3 Определение потерь давления на трение в кольцевом пространстве при наличии местных сопротивлений

Потери давления в кольцевом пространстве, обусловленные наличием местных сопротивлений, определяем по формуле

$$\Delta p_{кп} = \frac{0{,}012 \cdot \rho_р \cdot K_е \cdot H \cdot \omega^2}{D_в^2 - d_{вн}^2}, \quad (8.33)$$

где $K_е$ – коэффициент увеличения гидравлического сопротивления в связи с наличием муфтовых соединений:

$$K_е = 1 + \frac{\xi \cdot (D_в - d_{вн})}{\lambda \cdot \ell_т}; \quad (8\ 34)$$

ξ – коэффициент местных сопротивлений; $\ell_т$ – длина трубы, м.

Коэффициент местных сопротивлений находим по уравнению

$$\xi = \left(\frac{D_в^2 - d_{вн}^2}{D_в^2 - d_{вн}^2} - 1 \right)^2, \quad (8.35)$$

где $d_{вн}$ – внешний диаметр муфтовых соединений.

Коэффициент гидравлического сопротивления на трение определяют по ранее приведённым формулам.

8.4 Вызов притока при помощи воздушной подушки

Вызов притока достигают путём уменьшения уровня жидкости в скважине вследствие использования энергии сжатого воздуха.

Согласно этому методу, колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством при помощи устьевого оборудования (рис. 8.2).

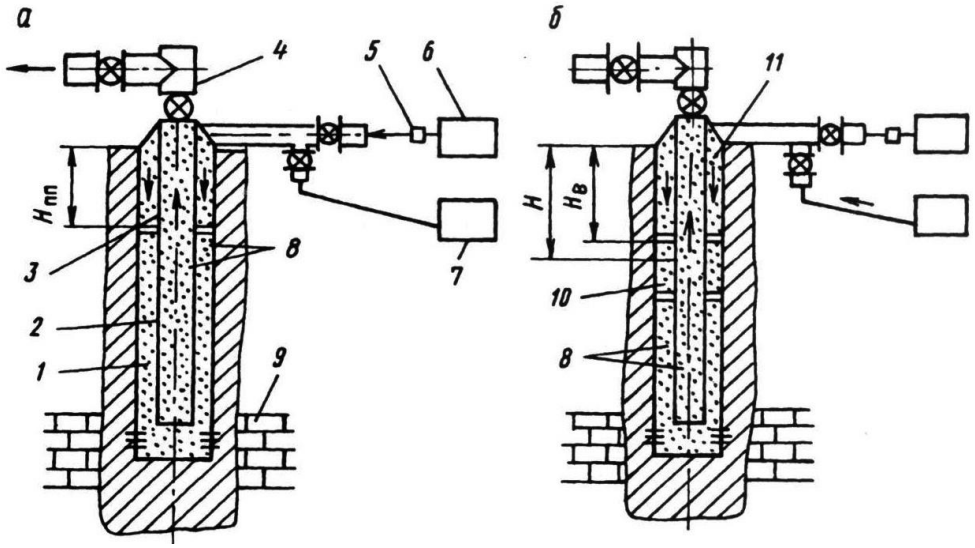


Рисунок 8.2 – Вызов притока из пласта методом воздушной подушки:
а – нагнетание воздуха компрессором;
б – закачивание воды на воздушную подушку насосом;
1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – воздух, нагнетаемый компрессором;
4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – насосный агрегат;
8 – вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха;
9 – продуктивный пласт; 10 – воздушная подушка;
11 – вода, закачанная на воздушную подушку

В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка высотой H. Потом компрессор отключают и при помощи цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определённый объём воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды её столб над воздушной подушкой достигает высоты $H_в$. Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого воздуха должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины.

Глубину снижения уровня жидкости в скважине, изменяющуюся в диапазоне от 400 до 1600 м, можно определить из таблицы 8.2 по заданному максимальному давлению, создаваемому компрессором, и количеству воды, нагнетаемому в кольцевое пространство.

Таблица 8.2 – Соотношение между глубиной снижения уровня жидкости в скважине давлением воздуха в кольцевом пространстве и количеством закачанной воды

Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, $м^3$	Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, $м^3$
400	3,5	5	1000	9,5	10
500	5,0	5	1100	12,0	10
600	6,5	5	1200	8,0	15
700	8,0	5	1300	11,0	15
800	5,5	10	1500	8,5	20
900	7,5	10	1600	10,5	20

Если условия вызова притока отличаются от приведённых в таблице 8.2, то используют формулу

$$H = k_{вп} \cdot \left[H_в + \frac{H_{вп} \cdot p_к}{p_к + \rho \cdot g \cdot H_в} \right] \cdot \frac{S}{S + S_{нкт}}, \qquad (8.36)$$

где $k_{вп}$ – эмпирический коэффициент ($k_{вп}$ = 0,8); $H_в$ – высота столба воды, поступившей в затрубное пространство; $H_{вп}$ – высота воздушной подушки; $p_к$ – давление воздуха в кольцевом пространстве (на выходе компрессора) перед нагнетанием воды; S – площадь сечения кольцевого пространства; ρ – плотность воды; $S_{нкт}$ – площадь проходного сечения колонны НКТ.

Уровень жидкости над воздушной подушкой определяется объёмом закачанной жидкости $V_в$ и площадью внутреннего сечения колонны S:

$$H_в = \frac{V_в}{S}. \qquad (8.37)$$

Высота воздушной подушки зависит от давления воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды:

$$H_{вп} > \frac{p_к}{\rho \cdot g}. \qquad (8.38)$$

Для того, чтобы пузырьки воздуха не могли двигаться навстречу потоку, продуктивность насоса во время нагнетания воды должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_в > S \cdot [\omega]_{\min}, \tag{8.39}$$

где $[\omega]_{\min}$ – минимальная скорость воды, предотвращающая направление вверх движения пузырьков воздуха в затрубном пространстве, $[\omega]_{\min}$ = 0,4 м/с.

Если необходимая глубина снижения уровня воды в скважине известна, то соотношение между значениями $H_в$ и $H_{вп}$ можно определить по формулам

$$H_{вп} = \left(1 + \frac{\rho_р \cdot g \cdot H_в}{p_к}\right) \cdot \left(\frac{S + S_{нкт}}{k_{вп} \cdot S} - H_в\right); \tag{8.40}$$

$$H_в = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot \rho_р \cdot g \cdot C}}{2 \cdot \rho_р \cdot g}. \tag{8.41}$$

Коэффициенты B и C, которые входят в уравнение (8.41), определяют по формулам

$$B = \frac{\rho_р \cdot g \cdot (S + S_{нкт}) \cdot H_в}{k_{вп} \cdot S} - p_к; \tag{8.42}$$

$$C = \left(\frac{(S + S_{нкт}) \cdot H_в}{k_{вп} \cdot S} - H_{вп}\right) \cdot p_к. \tag{8.43}$$

8.5 Вызов притока с использованием пусковых клапанов

Согласно этому методу приток в скважину достигают путём снижения уровня жидкости в трубах за счёт её аэрации и последующего выброса. Перед спуском в скважину на колонне НКТ размещают в предварительно рассчитанных местах специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают воздух и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии воздух из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном.

В случае применения нескольких пусковых клапанов после первого выброса жидкости отверстие в первом клапане перекрывают (например, при помощи канатной техники), а уровень жидкости в затрубном пространстве понижают до уровня размещения следующего клапана.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Расстояние от устья скважины до места размещения первого клапана

$$L_1 = h_{ст} + \frac{p_{комп}}{g \cdot \left(1 + \frac{S}{S_{нкт}}\right) \cdot \left(\rho_p - \frac{\rho_г \cdot p_{комп}}{p_{ат}}\right)} - \Delta L, \qquad (8.44)$$

где $h_{ст}$ – расстояние от устья скважины до статического уровня в скважине, м; $p_{комп}$ – давление на выходе компрессора, Па; $\rho_г$ – плотность газа (воздуха), нагнетаемого в затрубное пространство, кг/м^3; $p_{ат}$ – атмосферное давление, Па; ΔL – разность между расчётным и фактическим уровнями размещения клапана, м.

Клапан следует крепить на 20–25 м выше рассчитанного уровня. Если клапан и распределение сред пребывают на одном уровне, то давления в затрубном пространстве и НКТ будут одинаковыми, вследствие чего воздух не будет проходить через клапан.

Второй сверху клапан размещают на глубине

$$L_2 = L_1 + \frac{p_{комп}}{g \cdot \left(1 + \frac{S}{S_{нкт}}\right) \cdot \left(\rho_p - \frac{\rho_г \cdot p_{комп}}{p_{ат}}\right)} - \Delta L. \qquad (8.45)$$

Формулу (8.45) используют также для определения глубины размещения следующего клапана. Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий вызов притока в скважину. При определении уровня размещения клапанов уровень жидкости, содействующий притоку в скважину, может быть заданным непосредственно через депрессию на пласт, которую необходимо создать:

$$H_{пр} = \frac{p_{пл} - \Delta p}{\rho_p \cdot g}, \qquad (8.46)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление; Δp – депрессия на пласт, обеспечивающая вызов притока в скважину.

8.6 Расчёт процесса вызова притока при помощи струйных аппаратов

Вызов притока при помощи струйных аппаратов обеспечивают путём снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах происходит смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называется *инжектированным*. В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передаётся инжектированному потоку.

Во время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков, и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Основные элементы струйного аппарата (рис. 8.3) – сопло (рабочая насадка) и приёмная камера с диффузором. За счёт процессов трения рабочее давление Q_p смешивается с инжектированным потоком $Q_н$, и на выходе струйного аппарата получаем смешанный поток Q_c. Все струйные аппараты, работающие при освоении скважины, принадлежат к высоконапорным, у которых соотношение площадей камеры смешивания f_c и рабочей насадки f_p меньше четырёх $\left(\frac{f_c}{f_p} < 4 \right)$.

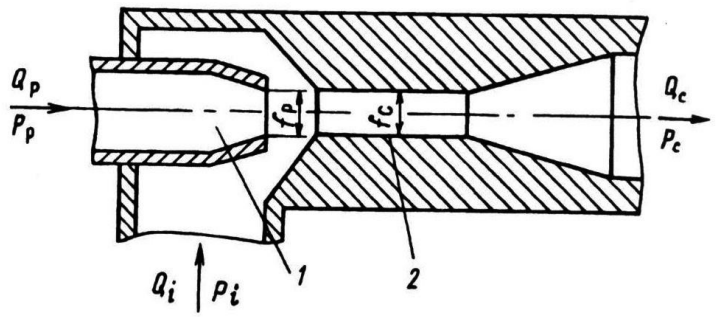


Рисунок 8.3 – Схема струйного аппарата:
1 – рабочая насадка; 2 – приёмная камера с диффузором

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установление в колонне НКТ с пакером (рис. 8.4). Буровой раствор подаётся по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. «Всасывающая» линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В процессе расчёта режима работы струйного аппарата используем его безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса.

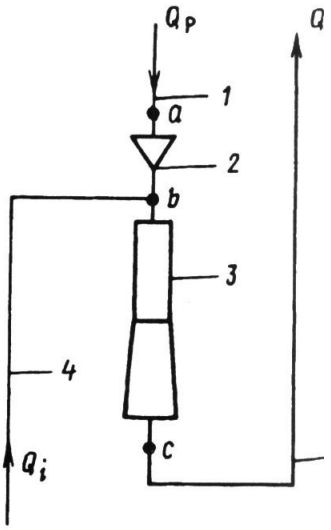


Рисунок 8.4 – Схема размещения струйного аппарата в скважине:
1 – бурильная колонна; 2 – рабочая насадка; 3 – приёмная камера с диффузором;
4 – затрубное пространство; 5 – всасывающая линия

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_c} \cdot \left(1{,}75 + 1{,}07 \cdot \frac{\rho_p}{\rho_u} \cdot \frac{f_p}{f_c} \cdot U^2 - 1{,}07 \cdot \frac{\rho_p}{\rho_u} \cdot \frac{f_p}{f_c} \cdot \left(1 + U^2\right) \right), \quad (8.47)$$

где Δp_c – разница давлений смешанного и инжектированного потоков;
Δp_p – разница давлений рабочего и инжектированного потоков;
f_p, f_u, f_c – площадь соответственно рабочего сопла на выходе потока, камеры инжекции и камеры смешения; ρ_p, ρ_u, ρ_c – плотность соответственно рабочего, инжектированного и смешанного потоков;
U – коэффициент инжекции.

Соотношение перепадов давлений $\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$ называют *относительным напором струйного аппарата*:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_u}{p_p - p_u}, \quad (8.48)$$

где p_c, p_u, p_p – статическое давление соответственно смешанного, инжектированного и рабочего потоков.

Коэффициент инжекции определяют из выражения

$$U = \frac{Q_u}{Q_p}. \quad (8.49)$$

Необходимого снижения давления на пласт достигают путём регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учётом коэффициента инжекции.

Значение статических давлений рассчитывают по уравнениям

$$p_p = p_{жр} + p_a - \Delta p^*; \tag{8.50}$$

$$p_c = p_{жс} + \Delta p^{**}, \tag{8.51}$$

где $p_{жр}$, $p_{жс}$ – давление (гидростатическое) столба рабочей и смешанной жидкости:

$$p_{жр} = \rho_p \cdot g \cdot H;\ p_{жс} = \rho_c \cdot g \cdot H; \tag{8.52}$$

p_a – давление в выкидной линии поверхностного насоса; Δp^*, Δp^{**} – потери давления соответственно в колонне труб и в затрубном пространстве; H – глубина размещения струйного аппарата в скважине.

Значение p_u рассчитывают по ограничениям, которые накладываются горно-техническими требованиями (недопустимость перетока воды из ближайших горизонтов, разрушение породы, давление, возникающее вследствие насыщения нефти газом, прочность обсадной колонны).

Решая систему уравнений (8.48), (8.50) и (8.52), получаем выражение для определения давления в выкидной линии поверхностного насоса, необходимого для того, чтобы достичь заданного снижения давления в камере инжекции:

$$p_a = \frac{p_{жс} + \Delta p^{**}}{\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}} - p_{жр} + \Delta p^* - \frac{p_u \cdot \left[1 - \left(\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}\right)\right]}{\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}}. \tag{8.53}$$

8.7 Примеры решения задач

Задача 8.1

Определить максимальное значение давления на устье скважины в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости. Плотность бурового раствора 1250 кг/м^3; плотность воды 1000 кг/м^3; длина колонны труб 1410 м; потери давления: в колонне труб – 1,5 МПа; в затрубном пространстве – 0,9 МПа.

Решение

Максимальное значение давления на устье скважины находим по формуле (8.9):

$$p_{уст} = (1250 - 1000) \cdot 9{,}81 \cdot 1410 + 1{,}5 \cdot 10^6 + 0{,}9 \cdot 10^6 = 5{,}858 \text{ МПа}.$$

Задача 8.2

Определить объём жидкости, которую необходимо закачать в скважину (в процессе вызова притока по методу замещения жидкости) для создания депрессии на пласт. Глубина скважины 2130 м, диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны 150 мм. Колонна НКТ имеет внешний диаметр 73 мм, внутренний – 62 мм, длину 2100 м. Среднее пластовое давление составляет 28 МПа. Потери давления в колонне труб 1,65 МПа, в затрубном пространстве 12 МПа. Плотность лёгкой жидкости 830 кг/м^3, плотность бурового раствора 1120 кг/м^3.

Решение

Объём жидкости, которую необходимо подать в скважину, чтобы значения давлений на забое выравнялись, находим по формуле (8.11):

$$V_{лж} = \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}15^2 - 0{,}073^2\right) \cdot 2100 + \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}062^2 \times$$

$$\times \left(\frac{\dfrac{28 \cdot 10^6 - 1{,}65 \cdot 10^6 - 1{,}2 \cdot 10^6}{9{,}81} - 2130 \cdot 1120}{1120 - 830} \right) = 30{,}62 \text{ м}^3.$$

Если объём жидкости, закачанной в скважину, превышает полученное значение, значит, создаётся депрессия на пласт и можно вызвать приток из пласта.

Задача 8.3

Рассчитать потери давления на трение в трубе круглого сечения при замене вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) для таких исходных данных: длина насосно-компрессорных труб 4000 м; средний внутренний диаметр трубы 0,059 м; плотность глинистого раствора 1600 кг/м^3; вязкость воды 0,001 Па · с; объёмный расход воды: Q_1 = 0,004 м^3/с; Q_2 = 0,012 м^3/с.

Решение

1. Пластическую вязкость бурового раствора определяем по формуле (8.12):

$$\eta = 0{,}033 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 0{,}022 = 0{,}0308 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

2. Предельное динамическое напряжение сдвига глинистого раствора находим по формуле (8.13):

$$\tau_0 = 8{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 7 = 6{,}6 \text{ Па}.$$

3. Критическую скорость движения глинистого раствора в трубе вычисляем по формуле (8.14):

$$\omega_{кр} = 25 \cdot \sqrt{\frac{6{,}6}{1600}} = 1{,}606 \text{ м/с}.$$

4. Фактическую среднюю скорость движения жидкости в насосно-компрессорных трубах определяем по формуле (8.15):

$$Q_1 = 0{,}004 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot 0{,}004}{3{,}14 \cdot 0{,}059^2} = 1{,}463 \text{ м/с};$$

$$Q_2 = 0{,}012 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\omega_2 = \frac{4 \cdot 0{,}012}{3{,}14 \cdot 0{,}059^2} = 4{,}389 \text{ м/с}.$$

Расходу жидкости Q_1 соответствует ламинарный режим движения, а расходу Q_2 – турбулентный.

5. Параметр Сен-Венана - Ильюшина находим по формуле (8.17):

$$\text{Sen}_1 = \frac{6{,}6 \cdot 0{,}059}{0{,}0308 \cdot 1{,}463} = 8{,}641.$$

6. Коэффициент, который зависит от параметра Сен-Венана - Ильюшина (см. рис. 8.1): $\beta_{m1} = 0{,}39$.

7. Потери давления в трубе для ламинарного режима движения жидкости находим по формуле (8.16):

$$\Delta p_{тр1} = \frac{4 \cdot 6{,}6 \cdot 4000}{0{,}39 \cdot 0{,}059} = 4{,}589 \text{ МПа}.$$

8. Потери давления в трубе для турбулентного режима движения находим по формуле (8.18):

$$\Delta p_{тр2} = \frac{0{,}012 \cdot 1600 \cdot 4000 \cdot 4{,}389^2}{0{,}059} = 25{,}08 \text{ МПа}.$$

9. Фактическое число Рейнольдса в процессе движения воды определяем по формуле (8.20):

$$\text{Re}_{в1} = \frac{1{,}463 \cdot 0{,}059 \cdot 1000}{0{,}001} = 86321;$$

$$\text{Re}_{в2} = \frac{4{,}389 \cdot 0{,}059 \cdot 1000}{0{,}001} = 258964.$$

10. Коэффициент гидравлического сопротивления λ_1 вычисляем по формуле (8.21):

$$\lambda_1 = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{86321}} = 0{,}018.$$

11. Коэффициент гидравлического сопротивления λ_2 вычисляем по формуле (8.22):

$$\lambda_2 = \frac{1}{(1{,}8 \cdot \lg 258964 - 1{,}52)^2} = 0{,}015.$$

12. Потери давления в трубах в процессе движения воды находим по формуле (8.19):

$$\Delta p_{тв1} = \frac{0{,}81 \cdot 0{,}018 \cdot 4000 \cdot 0{,}004^2 \cdot 1000}{0{,}059^5} = 1{,}388 \text{ МПа}.$$

$$\Delta p_{тв2} = \frac{0{,}81 \cdot 0{,}015 \cdot 4000 \cdot 0{,}012^2 \cdot 1000}{0{,}059^5} = 10{,}01 \text{ МПа}.$$

13. Суммарные потери давления:

$$\Delta p_{т1} = 4{,}589 + 1{,}388 = 5{,}977 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{т2} = 25{,}08 + 10{,}01 = 35{,}09 \text{ МПа}.$$

Рассмотрим результаты расчётов потерь давления в колонне НКТ (при постоянных значениях η = 0,0308 Па · с; τ_0 = 6,6 Па; $\omega_{кр}$ = 1,606 м/с).

Q, м^3/с	0,04	0,012
ω, м/с	1,463	4,389
Sen	8,441	–
$\beta_т$	0,39	–
$\Delta p_{тр}$, МПа	4,589	25,08
$\mathrm{Re}_в$	86321	258964
λ	0,018	0,015
$\Delta p_{тв}$, МПа	1,388	10,01
$\Delta p_т$, МПа	5,977	35,09

Таким образом, увеличение втрое расхода жидкости (от 0,004 до 0,012 м^3/с) обусловливает возрастание потерь давления на трение в 5,87 раз (от 5,977 до 35,09 МПа).

Задача 8.4

Рассчитать потери давления на трение при замене вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) в межтрубном пространстве, образованном колонной обсадных труб с внутренним диаметром 0,126 м и НКТ с внешним диаметром 0,073 м. Длина колонны труб 4000 м, плотность глинистого раствора 1600 кг/м^3, плотность воды 1000 кг/м^3; вязкость

0,001 Па · с; объёмные расходы жидкости Q_1 = 0,003 м^3/с и Q_2 = 0,015 м^3/с.

Решение

1. Скорость движения жидкости в затрубном пространстве вычисляем по формуле (8.24):

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot 0{,}003}{3{,}14 \cdot \left(0{,}126^2 - 0{,}073^2\right)} = 0{,}36 \text{ м/с};$$

$$\omega_2 = \frac{4 \cdot 0{,}015}{3{,}14 \cdot \left(0{,}126^2 - 0{,}073^2\right)} = 1{,}81 \text{ м/с}.$$

2. Параметры Рейнольдса для движения глинистого раствора в кольцевом пространстве находим по формуле (8.28):

$$\mathrm{Re}_{ж1} = \frac{0{,}36 \cdot (0{,}126 - 0{,}073) \cdot 1600}{0{,}0308} = 991{,}17;$$

$$\mathrm{Re}_{ж2} = \frac{1{,}81 \cdot (0{,}126 - 0{,}073) \cdot 1600}{0{,}0308} = 4983{,}38.$$

3. Параметр Хедстрема

$$\mathrm{He} = \frac{6{,}6 \cdot 1600 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)}{0{,}0308^2} = 31269.$$

4. Параметры Сен-Венана - Ильюшина вычисляем по формуле (8.27):

$$\mathrm{Sen}_{кр1} = \frac{6{,}6 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)}{0{,}0308 \cdot 0{,}36} = 31{,}55;$$

$$\mathrm{Sen}_{кр2} = \frac{6{,}6 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)}{0{,}0308 \cdot 1{,}81} = 6{,}27.$$

5. Критическое число Рейнольдса вычисляем по формуле (8.26):

$$\mathrm{Re}_{кр} = 2100 + 7{,}3 \cdot 31269^{0{,}58} = 5122.$$

6. В связи с тем, что $\mathrm{Re}_{ж1} < \mathrm{Re}_{кр}$ и $\mathrm{Re}_{ж2} < \mathrm{Re}_{кр}$, имеет место ламинарный режим движения жидкости.

7. Потери давления на трение определяем по формуле (8.29):

$$\Delta p_{кпр1} = \frac{4 \cdot 6{,}6 \cdot 4000}{0{,}59 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} = 3{,}377 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{кпр2} = \frac{4 \cdot 6{,}6 \cdot 4000}{0{,}35 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} = 5{,}693 \text{ МПа}.$$

8. Число Рейнольдса для воды [см. (8.32)]:

$$\mathrm{Re}_{в1} = \frac{0{,}36 \cdot (0{,}126 - 0{,}073) \cdot 1000}{0{,}001} = 19080;$$

$$\mathrm{Re}_{в2} = \frac{1{,}81 \cdot (0{,}126 - 0{,}073) \cdot 1000}{0{,}001} = 95930.$$

В связи с тем, что $\mathrm{Re}_{кр} = 2320$ и $\mathrm{Re}_{в1} > \mathrm{Re}_{кр}$, $\mathrm{Re}_{в2} > \mathrm{Re}_{кр}$, используем формулу Блазиуса.

9. Коэффициент гидродинамического сопротивления вычисляем по формуле (8.21):

$$\lambda_1 = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{19080}} = 0{,}027;$$

$$\lambda_2 = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{95930}} = 0{,}018.$$

10. Потери давления в кольцевом пространстве во время движения воды находим по формуле (8.31):

$$\Delta p_{кпв1} = \frac{0{,}027 \cdot 4000 \cdot 0{,}36^2 \cdot 1000}{2 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} = 0{,}132 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{кпв2} = \frac{0{,}018 \cdot 4000 \cdot 1{,}81^2 \cdot 1000}{2 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} = 2{,}225 \text{ МПа}.$$

11. Суммарные потери давления в кольцевом пространстве

$$\Delta p_{кп1} = 3{,}377 + 0{,}132 = 3{,}509 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{кп2} = 5{,}693 + 2{,}225 = 7{,}918 \text{ МПа}.$$

Приведём результаты расчёта потерь давления в кольцевом пространстве.

Q, м^3/с	0,003	0,015
ω, м/с	0,36	1,81
$\mathrm{Re}_{ж}$	991,17	4983,38
$\mathrm{Sen}_{кр}$	31,55	6,27
$\beta_{кп}$	0,59	0,35
$\Delta p_{кпр}$, МПа	3,377	5,693
λ	0,027	0,018
$\Delta p_{кпв}$, МПа	0,132	2,225
$\Delta p_{кп}$, МПа	3,509	7,918

Увеличение расхода жидкости в кольцевом пространстве в 5 раз (от 0,003 до 0,015 м^3/с) вызывает возрастание потерь давления в 2,26 раза.

Задача 8.5

Рассчитать потери давления на трение в кольцевом пространстве, образованном обсадной колонной с внутренним диаметром 0,126 м и НКТ с внешним диаметром 0,073 м. Насосно-компрессорная колонна состоит из отдельных труб длиной 8 м, соединённых муфтами с внешним диаметром

0,089 м. Длина колонны 4000 м. Межтрубное пространство заполнено буровым раствором плотностью 1600 кг/м^3. Объёмный расход жидкости 0,015 и 0,003 м^3/с.

Решение

1. Среднюю скорость движения жидкости в кольцевом пространстве находим по формуле (8.24):

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot 0{,}003}{3{,}14 \cdot \left(0{,}126^2 - 0{,}073^2\right)} = 0{,}36 \text{ м};$$

$$\omega_2 = \frac{4 \cdot 0{,}015}{3{,}14 \cdot \left(0{,}126^2 - 0{,}073^2\right)} = 1{,}81 \text{ м/с}.$$

2. Числа Рейнольдса определены в предыдущей задаче:

$$\mathrm{Re}_{кр} = 5122;\ \mathrm{Re}_{ж1} = 991{,}17;\ \mathrm{Re}_{ж2} = 4983{,}38.$$

Поскольку $\mathrm{Re}_{ж} < \mathrm{Re}_{кр}$, кольцевое пространство характеризуется ламинарным (структурным) режимом.

3. Параметры Сен-Венана - Ильюшина вычисляем по формуле (8.27):

$$\mathrm{Sen}_{кр1} = \frac{6{,}6 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)}{0{,}0308 \cdot 0{,}36} = 31{,}55;$$

$$\mathrm{Sen}_{кр2} = \frac{6{,}6 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)}{0{,}0308 \cdot 1{,}81} = 6{,}27.$$

Тогда согласно рисунку 8.1

$$\beta_{кп1} = 0{,}59;\ \beta_{кп2} = 0{,}35.$$

4. Коэффициент местных сопротивлений для глинистого раствора определяем по формуле (8.35):

$$\xi = \left[\frac{0{,}126^2 - 0{,}073^2}{0{,}126^2 - 0{,}089^2} - 1\right]^2 = 0{,}108.$$

5. Коэффициент увеличения гидравлического сопротивления в связи с наличием муфтовых соединений вычисляем по формуле (8.34):

$$K_{e1} = 1 + \frac{0{,}108 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)}{0{,}027 \cdot 8} = 1{,}03;$$

$$K_{e2} = 1 + \frac{0{,}108 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)}{0{,}018 \cdot 8} = 1{,}04.$$

В уравнении (8.34) коэффициент λ определён в предыдущей задаче:

$$\lambda_1 = 0{,}027,\ \lambda_2 = 0{,}018.$$

6. Потери давления на преодоление гидравлического сопротивления

для глинистого раствора получаем при помощи формулы (8.29) с учётом коэффициента K_e

$$\Delta p_{кпр1} = \frac{4 \cdot 6{,}6 \cdot 4000}{0{,}59 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} \cdot 1{,}03 = 3{,}475 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{кпр2} = \frac{4 \cdot 6{,}6 \cdot 4000}{0{,}35 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} \cdot 1{,}04 = 5{,}920 \text{ МПа}.$$

7. Потери давления на преодоление гидравлического сопротивления для воды

$$\Delta p_{кпв1} = \frac{0{,}027 \cdot 4000 \cdot 0{,}36^2 \cdot 1000}{2 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} \cdot 1{,}03 = 0{,}136 \text{ МПа}.$$

$$\Delta p_{кпв2} = \frac{0{,}018 \cdot 4000 \cdot 1{,}81^2 \cdot 1000}{2 \cdot (0{,}126 - 0{,}073)} \cdot 1{,}04 = 2{,}134 \text{ МПа}$$

8. Суммарные потери давления в кольцевом пространстве с учётом местных гидравлических сопротивлений:

$$\Delta p_{кп1} = 3{,}475 + 0{,}136 = 3{,}611 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{кп2} = 5{,}92 + 2{,}314 = 8{,}234 \text{ МПа}.$$

9. При увеличении расхода жидкости от 0,003 до 0,005 м^3/с потери давления на преодоление гидравлического сопротивления возрастают от 0,136 до 2,134 МПа.

Задача 8.6

Определить глубину снижения уровня воды в скважине в процессе вызова притока при помощи воздушной подушки и минимальную продуктивность поверхностного насоса для таких условий: внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,124 мм; колонна НКТ: внешний диаметр 73 мм; внутренний диаметр 62 мм; плотность воды 1000 кг/м^3; давление воздуха в кольцевом пространстве перед закачиванием воды 12 МПа; количество воды, закачанной в кольцевое пространство, 20 м^3.

Решение

1. Высоту воздушной подушки в затрубном пространстве определяем по формуле (8.38):

$$H_{вн} = \frac{12 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9{,}81} = 1223{,}2 \text{ м}.$$

2. Высоту столба воды в затрубном пространстве над воздушной подушкой находим по формуле (8.37):

$$H_в = \frac{4 \cdot 20}{3{,}14 \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right)} = 2530 \text{ м.}$$

3. Глубина снижения уровня жидкости рассчитывается по формуле (8.36):

$$H = 0{,}8 \cdot \left(2530 + \frac{1223{,}2 \cdot 12 \cdot 10^6}{12 \cdot 10^6 + 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 2530} \right) \times$$

$$\times \frac{\frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right)}{\frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right) + \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}062^2} = 1791{,}9 \text{ м.}$$

4. Минимальная продуктивность поверхностного насоса определяется по формуле (8.39):

$$Q_{в\,\min} = \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right) \cdot 0{,}4 = 0{,}00317 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Задача 8.7

Определить высоту воздушной подушки при таких условиях вызова притока: объём жидкости, закачанной в кольцевое пространство, 15 м^3; давление воздуха в кольцевом пространстве перед закачиванием воды 10 МПа; глубина снижения уровня жидкости в скважине, необходимая для вызова притока, 1250 м; плотность воды 1000 кг/м^3; конструкция скважины аналогична условиям предыдущей задачи.

Решение

1. Высота столба воды над воздушной подушкой рассчитывается по формуле (8.37):

$$H_в = \frac{4 \cdot 15}{3{,}14 \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right)} = 1892 \text{ м.}$$

2. Высота воздушной подушки согласно формуле (8.40):

$$H_{вп} = \left(1 + \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 1892}{10 \cdot 10^6} \right) \times$$

$$\times \left(\frac{\frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right) + \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}062^2}{0{,}8 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right)} - 1892 \right) = 1702 \text{ м.}$$

Задача 8.8

Определить объём жидкости над воздушной подушкой, если давление на выходе компрессора после нагнетания воздуха в затрубное пространство составляет 8 МПа. Глубина снижения уровня воды в скважине 950 м. Конструкция скважины аналогична условиям предыдущей задачи.

Решение

1. Высота воздушной подушки рассчитывается по формуле (8.38):

$$H_{вп} = \frac{8 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9{,}81} = 815{,}5 \text{ м}.$$

2. Коэффициенты квадратного уравнения определяются по формулам (8.42) и (8.43):

$$B = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot \left(\frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right) + \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}062^2 \right) \cdot 950}{0{,}8 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right)} -$$

$$- 8 \cdot 10^6 = 8{,}083 \cdot 10^6;$$

$$C = \left(\frac{\left(\frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right) + \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}062^2 \right) \cdot 950}{0{,}8 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(0{,}124^2 - 0{,}073^2\right)} - 815{,}5 \right) \times$$

$$\times 8 \cdot 10^6 = 0{,}00659 \cdot 10^{12}.$$

3. Высота столба воды над воздушной подушкой определяется по формуле (8.41):

$$H_в = \frac{8{,}083 \cdot 10^6 + \sqrt{\left(8{,}083 \cdot 10^6\right)^2 + 4 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}00659 \cdot 10^{12}}}{2 \cdot 1000 \cdot 9{,}81} = 1329{,}3 \text{ м}.$$

4. Объём воды над воздушной подушкой вычисляется по формуле (8.37):

$$V_в = 1329{,}3 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}062^2 = 4{,}011 \text{ м}^3.$$

Задача 8.9

Определить, на каких глубинах в колонне НКТ следует разместить пусковые клапаны для вызова притока жидкости. Колонна НКТ с внешним и внутренним диаметрами 60 и 50,3 мм соответственно находится в скважине с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 126 мм. Эксплуатационная колонна заполнена жидкостью плотностью 1010 кг/м^3, статиче-

ский уровень которой находится на глубине 920 м. Среднее пластовое давление в скважине 15 МПа; для вызова притока из пласта необходимо создать депрессию 4 МПа. Максимальное давление на выходе компрессора составляет 8 МПа. Плотность газа 1,29 кг/м^3, атмосферное давление $0{,}1 \cdot 10^6$ МПа.

Решение

1. Уровень жидкости в скважине, обеспечивающий приток, определяем по формуле (8.46):

$$H_{пр} = \frac{(15-4)\cdot 10^6}{1000 \cdot 9{,}81} = 1122{,}4 \text{ м}.$$

2. Расстояние от устья скважины к месту размещения первого клапана находится по формуле (8.44):

$$L_1 = 920 + \frac{8\cdot 10^6}{9{,}81\cdot\left(1+\frac{\frac{3{,}14}{4}\cdot\left(0{,}126^2-0{,}06^2\right)}{\frac{3{,}14}{4}\cdot 0{,}0503^2}\right)\cdot\left(1010-\frac{1{,}29\cdot 8\cdot 10^6}{0{,}1\cdot 10^6}\right)} - 20 = 1054 \text{ м}.$$

3. Расстояние от устья к месту размещения второго клапана определяется по формуле (8.45):

$$L_2 = 1054 + \frac{8\cdot 10^6}{9{,}81\cdot\left(1+\frac{\frac{3{,}14}{4}\cdot\left(0{,}126^2-0{,}06^2\right)}{\frac{3{,}14}{4}\cdot 0{,}0503^2}\right)\cdot\left(1010-\frac{1{,}29\cdot 8\cdot 10^6}{0{,}1\cdot 10^6}\right)} - 20 =$$

$$= 1188 \text{ м}.$$

4. Расстояние от устья к месту размещения третьего клапана равно:

$$L_2 = 1188 + \frac{8\cdot 10^6}{9{,}81\cdot\left(1+\frac{\frac{3{,}14}{4}\cdot\left(0{,}126^2-0{,}06^2\right)}{\frac{3{,}14}{4}\cdot 0{,}0503^2}\right)\cdot\left(1010-\frac{1{,}29\cdot 8\cdot 10^6}{0{,}1\cdot 10^6}\right)} - 20 =$$

$$= 1322 \text{ м}.$$

Размещение на колонне НКТ пусковых клапанов обеспечивает необходимый уровень снижения жидкости в скважине.

Задача 8.10

Определить давление закачивания рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйным аппаратом, размещённым на

глубине 2800 м. Диаметр рабочей насадки аппарата 5 мм, диаметр камеры смешения 8 мм. Расход рабочей жидкости 10 л/с, ожидаемый дебит скважины 360 м^3/сут.; плотность рабочего инжектированного и смешанного потоков 1000 кг/м^3. Потери давления в колонне и затрубном пространстве соответственно 1,2 и 1,0 МПа/1000 м.

Решение

1. Коэффициент инжекции струйного аппарата находится по формуле (8.49):

$$U = \frac{260}{10 \cdot 10^{-3} \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24} = 0{,}301.$$

2. Площади характерных сечений струйного аппарата равны:

$$f_p = \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}005^2 = 0{,}0000196 \text{ м}^2;$$

$$f_c = \frac{3{,}14}{4} \cdot 0{,}008^2 = 0{,}00005024 \text{ м}^2;$$

$$f_н = 0{,}00005024 - 0{,}0000196 = 0{,}0000306 \text{ м}^2.$$

3. Безразмерный напор струйного аппарата определяется по формуле (8.47):

- перед вызовом притока ($U = 0$)

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{0{,}0000196}{0{,}00005024} \cdot \left(1{,}75 - 1{,}07 \cdot \frac{0{,}0000196}{0{,}00005024}\right) = 0{,}52;$$

- после вызова притока ($U = 0{,}301$)

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{0{,}0000196}{0{,}00005024} \cdot \left(1{,}75 + 1{,}07 \cdot \frac{0{,}0000196}{0{,}00005024} \cdot 0{,}301^2 - \right.$$

$$\left. - 1{,}07 \cdot \frac{0{,}0000196}{0{,}00005024} \cdot \left(1 + 0{,}301^2\right)\right) = 0{,}423.$$

4. Потери давления в колонне и в затрубном пространстве равны:

$$\Delta p^* = 2{,}8 \cdot 1{,}2 = 3{,}36 \text{ МПа};$$

$$\Delta p^{**} = 2{,}8 \cdot 1{,}0 = 2{,}80 \text{ МПа}.$$

5. Давление в камере инжекции струйного аппарата: поскольку ограничений относительно уменьшения давления в подпакерной зоне нет, можно уменьшать давление в камере инжекции до минимально возможного значения $p_н = 0$.

6. Гидростатические давления определяем по формуле (8.52):

$$p_{жс} = p_{жр} = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 2800 = 27{,}468 \text{ МПа}.$$

7. Давление агрегата в выкидной линии поверхностного насоса вычисляется по формуле (8.53):

- на начальной стадии вызова притока

$$p_a = \frac{27{,}468 \cdot 10^6 + 2{,}8 \cdot 10^6}{0{,}52} - 27{,}468 \cdot 10^6 + 3{,}36 \cdot 10^6 = 34{,}1 \text{ МПа};$$

- после вызова притока

$$p_a = \frac{27{,}468 \cdot 10^6 + 2{,}8 \cdot 10^6}{0{,}423} - 27{,}468 \cdot 10^6 + 3{,}36 \cdot 10^6 = 47{,}448 \text{ МПа}.$$

Задача 8.11

Определить давление закачивания насосным агрегатом рабочей жидкости при освоении скважины струйным аппаратом, если давление в подпакерной зоне для выполнения условий прочности обсадной колонны должно быть не менее 8 МПа. Для проведения расчётов использовать данные из условия задачи 8.10.

Решение

Поскольку промежуточные расчёты изложены в предыдущей задаче, определяем давление в выкидной линии поверхностного насоса при условии, что $p_u \neq 0$ согласно формуле (8.53):

- на начальной стадии вызова притока

$$p_a = \frac{27{,}468 \cdot 10^6 + 2{,}8 \cdot 10^6}{0{,}52} - 27{,}468 \cdot 10^6 + 3{,}36 \cdot 10^6 - \frac{8 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0{,}52)}{0{,}52} = 25{,}715 \text{ МПа};$$

- после вызова притока

$$p_a = \frac{27{,}468 \cdot 10^6 + 2{,}8 \cdot 10^6}{0{,}423} - 27{,}468 \cdot 10^6 + 3{,}36 \cdot 10^6 - \frac{8 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0{,}423)}{0{,}423} = 36{,}535 \text{ МПа}.$$

8.8 Поинтервальное снижение уровня жидкости в скважине

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750–800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению её и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление компрессора УКП-80). В кольцевое пространство компрессором

нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НКТ. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то доспускают НКТ на определённую глубину или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора УКП-80 (расход до 8 $м^3$/мин.) время продавки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытании глубокозалегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный метод постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие недостатки:

1) во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления;

2) пусковые давления, возникающие перед продавкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт;

3) скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий.

Поэтому такой метод применяется крайне редко.

8.9 Снижение уровня жидкости в скважине поршневанием (свабированием)

Уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.

Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.

Поршень, закреплённый на штанге, спускают в НКТ на стальном канате при помощи лебёдки от тракторного подъёмника или бурового станка на 100–300 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают вверх, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения пластового флюида.

8.10 Вызов притока из пласта методом аэрации

При помощи метода аэрации можно постепенно увеличивать депрессию до любой заданной величины. Суть процесса аэрации заключается в постепенном снижении плотности жидкости в затрубном пространстве и

насосно-компрессорных трубах вследствие одновременного нагнетания в скважину определённого количества сжатого воздуха (газа) и воды (нефти). Двигаясь вниз по кольцевому пространству, рабочий агент, смешанный с жидкостью, дополнительно сжимается под весом столба жидкости, пока не достигнет башмака НКТ. Дойдя до башмака труб, пузырьки рабочего агента попадают из затрубного пространства в НКТ и, постепенно расширяясь, отдают полученную ими энергию, вследствие чего жидкость поднимается, одновременно снижается её плотность внутри НКТ. С увеличением закачки сжатого рабочего агента депрессия плавно увеличивается, вследствие чего в скважину в определённый момент поступает из пласта его флюид. До начала вызова притока необходимо выполнить следующие работы:

1) спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой (если в ней был буровой раствор) с ПАВ;

2) башмак колонны НКТ должен быть установлен на 5–10 м выше верхних отверстий перфорации обсадной колонны;

3) устье скважины оборудуется полным комплектом фонтанной арматуры крестового или тройникового типа и приводится в рабочее состояние;

4) на верхней рабочей струне фонтанной арматуры устанавливается штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения избыточной депрессии на пласт или избыточного противодавления в период работы скважины для её очистки;

5) обвязываются со скважиной цементирующий агрегат и компрессор.

Схема однорядного лифта при аэрации изображена на рисунке 8.5.

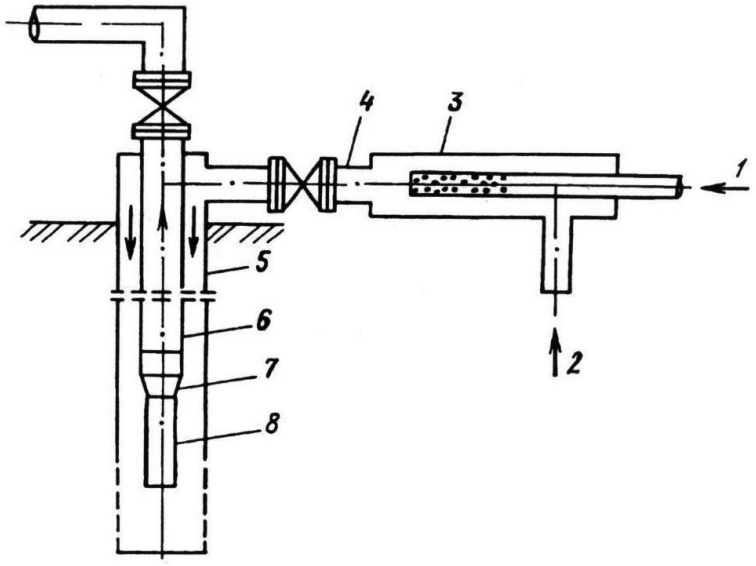


Рисунок 8.5 – Схема однорядного лифта при аэрации:
1, 2 – линия подачи соответственно газа и жидкости; 3 – смеситель;
4 – задвижка; 5 – обсадная колонна; 6, 8 – НКТ; 7 – переводник

Сжатый воздух, подаваемый компрессором (или газ из газопровода высокого давления), смешивается с водой в аэраторе (рис. 8.6), опрессованном давлением 15 МПа.

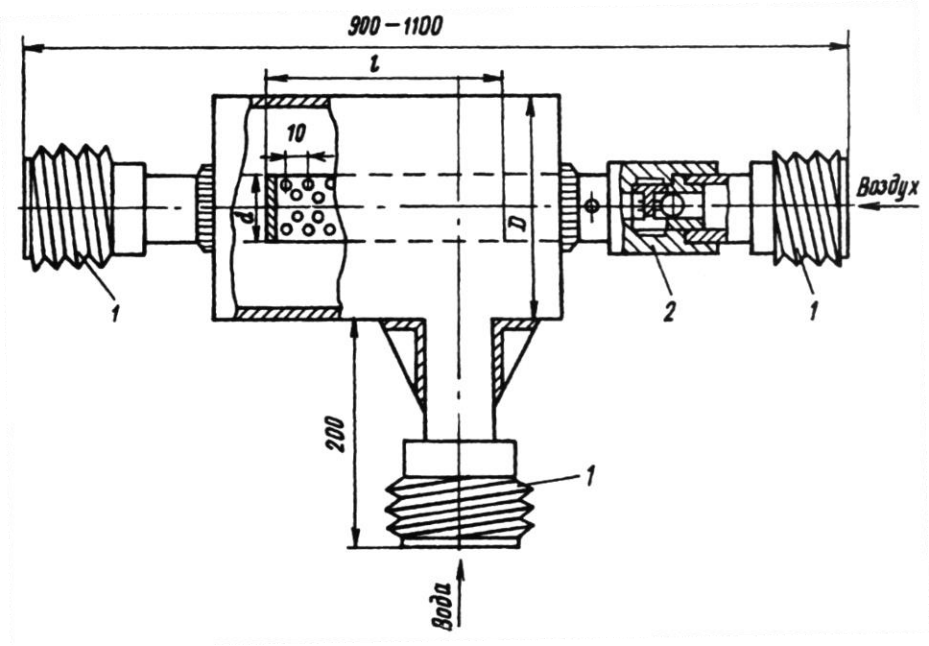


Рисунок 8.6 – Аэратор:
1 – гайка быстрого соединения; 2 – расходометр воздуха

Для успешного создания аэрации подбирают такое соотношение между количеством подаваемой в единицу времени жидкости и сжатого воздуха (газа), чтобы обеспечить движение пузырьков до башмака НКТ без образования «воздушной подушки».

С целью контроля за качественным проведением аэрации на нагнетательной линии должен устанавливаться расходомер воздуха (или газа). При подаче воды необходимо, чтобы скорость нисходящего потока смеси была больше скорости всплытия пузырьков воздуха. Последняя принимается в пределах 0,15–0,30 м/с. Если это условие не выполняется, то пузырьки воздуха будут всплывать, образуя «воздушную подушку» в затрубном пространстве, что приведёт к срыву процесса аэрации.

Кроме того, необходимо следить, чтобы давление на преодоление гидравлических потерь и разницы плотности жидкости (смеси) в трубах и затрубном пространстве в сумме не превышало максимального давления, развиваемого компрессором.

Практически процесс аэрации необходимо начинать при подаче воды 4,5–5,5 л/с (в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и НКТ диаметром 73 × 60 мм) и при подаче воздуха 120–130 л/с (7,5 $м^3$/мин.) компрессором УКП-80.

Процесс аэрации всегда надо начинать при заполненной жидкостью скважине. Если уровень жидкости в скважине был снижен при помощи какого-либо метода, а приток не получен, то перед аэрацией скважину опять необходимо заполнить жидкостью.

Сначала в работу включают цементировочный (промывочный) агрегат для определения давления в нагнетательной линии при оптимальной подаче жидкости. Это давление не должно превышать 4,0–4,5 МПа. Потом

подключают компрессор, и давление в нагнетательной линии возрастает (приблизительно на 10–15 МПа за счёт увеличения скорости потока). С этого момента начинается первый этап аэрации. По мере нагнетания воды и воздуха давление в затрубном пространстве постепенно возрастает, достигая определённого значения, и некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси плотность жидкости в НКТ в начальный период превышает плотность смеси в кольцевом пространстве, вследствие чего создаётся дополнительное давление. Когда аэрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь НКТ, разница в плотностях постепенно исчезает, а давление опять падает. Если во время закачки аэрированной жидкости давление на нагнетательной линии начнёт превышать рабочее давление компрессора (газа в коллекторе), то необходимо увеличить подачу жидкости или на некоторое время отключить компрессор (закрыть газ).

Воздух (газ) из смеси попадает в НКТ и вызывает выброс жидкости. Плотность смеси в трубах постепенно уменьшается, и давление в нагнетательной линии падает. С момента начала падения давления уменьшают подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а потом его останавливают, оставляя работать компрессор.

Для контроля за увеличением депрессии необходимо измерять количество вытесненной из скважины жидкости объёмным или другим способом.

В момент снижения давления в затрубном пространстве пласт может начать работать. Это становится заметно по повышению давления на буфере и в затрубном пространстве.

При работе пласта скважину переключают на запасную линию или через тройник на ней для отрабатывания, после чего струю направляют на рабочую линию через штуцер.

При отсутствии притока из скважины в момент первого падения давления процесс аэрации продолжают.

8.11 Снижение уровня жидкости в скважине в условиях аномально низкого пластового давления

Нефтеносные пласты встречаются на большой глубине, но с пластовыми давлениями ниже гидростатического на 14–15 МПа. В таких скважинах уровень жидкости устанавливается значительно ниже устья. Вызвать приток из такого пласта обычным методом очень трудно, а иногда и невозможно. Во время работы компрессора, например, создаётся дополнительное противодавление на пласт, вследствие чего поглощается жидкость, уровень её в обсадной колонне снижается, и компрессор работает, не выполняя своей роли.

Естественно, что чем ниже уровень жидкости в скважине, тем труднее дренировать пласт и получать из него устойчивый приток флюида. Для

вызова притока из пласта с низким пластовым давлением необходимо применять особенные технологические приёмы, при которых повышение уровня в скважине не вызовет повышения давления на забой.

Рассмотрим технологическую схему вызова притока и дренирования пласта при испытании глубокой скважины с низким пластовым давлением и хорошей проницаемостью пласта. В этом случае вызов притока из пласта осуществляется с подачей воздуха в скважину по схеме обратной и прямой промывки. В первом случае (рис. 8.7, I) предусмотрено использование пакера.

Порядок проведения процесса при этом следующий: в скважину на НКТ 1 спускают пакер 5, который устанавливают в эксплуатационной колонне 3 над кровлей пласта. Глубину установки пакера определяют исходя из прочности эксплуатационной колонны с учётом возможного полного опорожнения подпакерной зоны.

Ниже пакера устанавливается хвостовик с НКТ длиной 40–50 м с обратным клапаном 6 от электроцентробежного насоса ЭЦН 5 с диаметром проходного отверстия 40 мм. Над пакером размещают пропускной патрубок 4 длиной 0,5 м с тремя отверстиями диаметром 15 мм (или обратный игольчатый клапан). На НКТ на расчётных глубинах устанавливают пусковые муфты 2 с отверстиями диаметром 2 мм или клапанами.

Пакер вместе с прямоточным клапаном и обратным клапаном от ЭЦН 5 разъединяет затрубное пространство и призабойную зону так, что жидкость, вытесняемая воздухом из межтрубного пространства, не может попасть в пласт, а поступает в НКТ, где и аэрируется. В момент, когда давление над обратным клапаном от ЭЦН 5 становится ниже давления под ним, клапан открывается и пластовая жидкость входит в НКТ, а потом, смешиваясь со струёй воздуха, поступающего сквозь пусковые муфты (клапаны), выбрасывается на поверхность. После очистки перфорационных каналов и улучшения проницаемости призабойной зоны скважина начинает работать.

Второй схемой (рис. 8.7, II) предусмотрено закачивание воздуха в НКТ. В этой схеме отсутствует пакер, низ труб оборудуется игольчатым обратным клапаном, а на расчётных глубинах устанавливаются пусковые муфты или клапаны.

Воздух от компрессора, подаваемый в насосно-компрессорные трубы, вытесняет жидкость из них сквозь отверстия или клапаны в затрубное пространство, но при этом давление нагнетания не передаётся на пласт. Вследствие большой разности объёмов труб и затрубного пространства уровень жидкости в затрубном пространстве незначительно поднимается, поэтому поглощение не возникает. Как только к первой пусковой муфте (клапану) подойдёт воздух и войдёт в затрубное пространство, в нём начинается аэрация жидкости, что приводит к уменьшению давления на пласт.

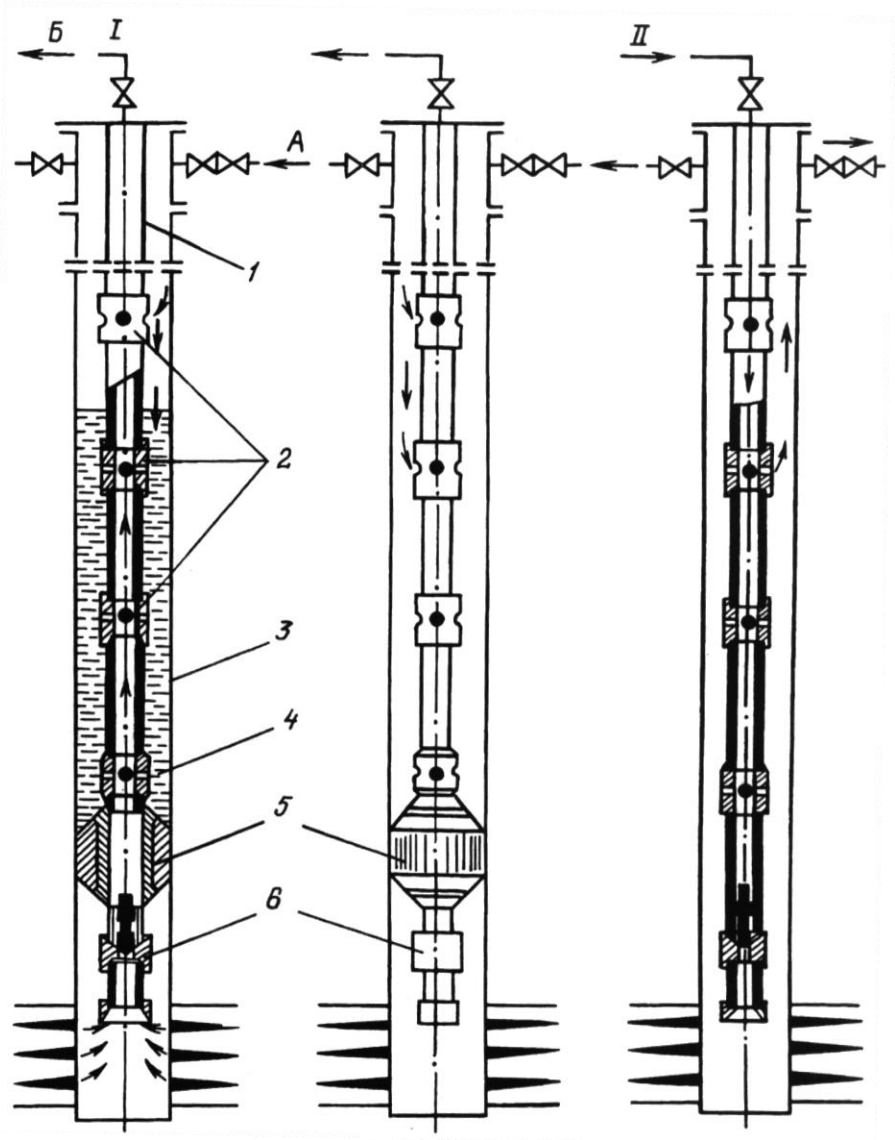


Рисунок 8.7 – Технологическая схема вызова притока

8.12 Вызов притока из пласта с применением двухфазных пен

Для восстановления, а также сохранения природной проницаемости призабойной зоны используют физико-химические методы путём воздействия на пласт двухфазных пен. Применение пен обусловлено низким пластовым давлением, что в случае замены раствора на воду может привести к её поглощению. Известно, что двухфазные пены в условиях скважины могут иметь малую плотность. Такие пены обычно используют в качестве промывочного агента при разбуривании поглощающих горизонтов, вскрытии продуктивных пластов. Установлено, что использование пены пригодно для выноса воды из скважины, удаления закупоривающих материалов из пласта. В то же время пена может быть легко разрушена на поверхности.

Метод освоения скважины при помощи двухфазных пен является очень эффективным вследствие лучшей очистки зафильтровой зоны от

продуктов кольматации, шлама, а также продуктов реакции кислоты с породой.

Пены состоят из жидкости, воздуха (газа) и пенообразователя. Жидкость, используемая для образования двухфазной пены, не должна допускать набухания глинистых частиц в призабойной зоне. Поэтому для указанных целей необходимо применять пластовую воду, предварительно проверенную на образцах породы коллектора.

В качестве пенообразователя применяют следующие ПАВ (табл. 8.3).

Таблица 8.3

Поверхностно-активные вещества	Содержание ПАВ в воде, %	Поверхностно-активные вещества	Содержание ПАВ в воде, %
Сульфанол	0,1–0,3	Аркопал	0,3–0,5
Сульфонатриевые соли	0,1–2,0	Дисольван	0,2–0,3
ОП-7, ОП-10, УФЕ-8	0,3–0,6	Сапаль	0,2–0,3
ДС-РАС	0,3–1,0	Перевоцел W-ON-100	0,1–0,3
Марвелан КО	0,3–0,5		

Свойства пен можно широко менять, регулируя содержание компонентов. Малая плотность (33 кг/м^3) является типичной. Вязкость можно регулировать так, что при движении пены в НКТ со скоростью от 0,5 до 1,5 м/с её способность поднимать шлам остаётся достаточно высокой. Соответствующим образом приготовленная пена должна быть стабильной только до её выхода с выкидной линии для выброса шлама. После этого она должна разрушаться. При повторном нагнетании её свойства опять восстанавливаются. В связи с тем, что пена существует только в течение одного цикла циркуляции, то компоненты для её образования необходимо смешивать непрерывно в течение всего времени промывки. Так как плотность пены легко регулируется сменой соотношения объёма воздуха на 1 м^3 воды, вмещающей в себя ПАВ (степенью аэрации), то при постоянном расходовании жидкости, изменяя только расход воздуха (газа), можно легко регулировать плотность двухфазной пены от 200 до 800 кг/м^3, что предупреждает попадание в пласт большого количества жидкости и способствует постепенному уменьшению давления на забой скважины.

Технологическая схема вызова притока из пласта при применении двухфазной пены включает следующие операции:

1) спускают НКТ до глубины на 2–3 м выше нижних перфорационных отверстий;

2) обвязывают устье скважины с наземным цементирующим агрегатом и компрессором через аэратор;

3) нагнетают пену в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ для замены всего столба жидкости в скважине;

4) первичную порцию пены получают при малых степенях аэрации (10–20 м^3/м^3, т.е. 10–20 м^3 воздуха на 1 м^3 водного раствора ПАВ), чтобы разница между плотностью жидкости в НКТ и пены в затрубном пространстве была минимальной;

5) постепенно повышают степень аэрации, что вызывает постепенное уменьшение давления на забое скважины (при степени аэрации 150–160 $м^3/м^3$ среднюю плотность пены доводят до 100–120 $кг/м^3$);

6) после достижения забойного давления 4–5 МПа необходимо прекратить циркуляцию пены на 2–3 часа для определения возможного притока из пласта;

7) если притока нет, то циркуляцию пены восстанавливают, продавливают её в пласт в количестве 5–10 $м^3$ с выдержкой в пласте в течение 3–4 часов, после чего восстанавливается циркуляция при максимальных степенях аэрации;

8) получив приток, обеспечивают очистку скважины от шлама и исследуют её на приток.

8.13 Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов

Используется технология при вызове притока в разведывательных и эксплуатационных скважинах, пластовое давление которых равно гидростатическому или меньше его. Суть технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов заключается в приготовлении двухфазных пен, заполнении ими скважины и замене ими воды, за счёт чего создаётся необходимая величина депрессии.

Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать компрессоры пневматической системы буровых установок как источник сжатого воздуха. Могут использоваться и передвижные компрессоры высокого давления. Основные факторы, обеспечивающие условия взрывобезопасности при освоении скважин при помощи этого технологического процесса по сравнению с технологией освоения скважин путём вытеснения жидкости сжатым воздухом, следующие:

- уменьшение вероятности внутрискважинного горения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;
- использование сжатого воздуха низкого давления.

Для освоения скважины необходимо следующее оборудование (устье скважины оборудуется согласно проекту на её сооружение):

- передвижной компрессор (УКП-80, КПУ 16/100 и др.) или компрессоры пневматической системы буровой установки (КТ-6, КТ-7, КСЕ-5М);
- цементирующий агрегат ЦА-320М с диаметром цилиндрических втулок не более 115 мм;
- дополнительный цементирующий агрегат ЦА-320М для подачи воды (при отсутствии действующего водонапорного водопровода);
- в зимний период при отсутствии котельной установки промысловая паровая передвижная установка ППУА-1200/100;

• манометр показывающий класса 2,5 с границей измерений до 40 МПа по ГОСТ 2405-80;

• эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-1;

• в случае использования передвижных компрессоров эжектор должен быть укомплектован насадкой с диаметром выходного отверстия 5,6 мм, камерой смешения с диаметром цилиндрической части 10 мм (расстояние между ними 10 мм).

Для приготовления пенообразующих жидкостей необходимо использовать следующие материалы:

1) техническую воду;

2) поверхностно-активные вещества (ПАВ) – сульфанол по ТУ 6-01-862-73; ОП-7, ОП-10 по ГОСТ 8433-81 и др.

Перед проведением процесса вызова притока следует спустить в скважину лифтовую колонну на глубину, при которой её башмак размещается на 5–10 м выше интервала перфорации.

Перед началом процесса вызова притока устье скважины должно быть оборудовано трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечить возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременно выброс жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность совершения самовсплыва пены из межтрубного и трубного пространства одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при проведении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки изображена на рисунке 8.8.

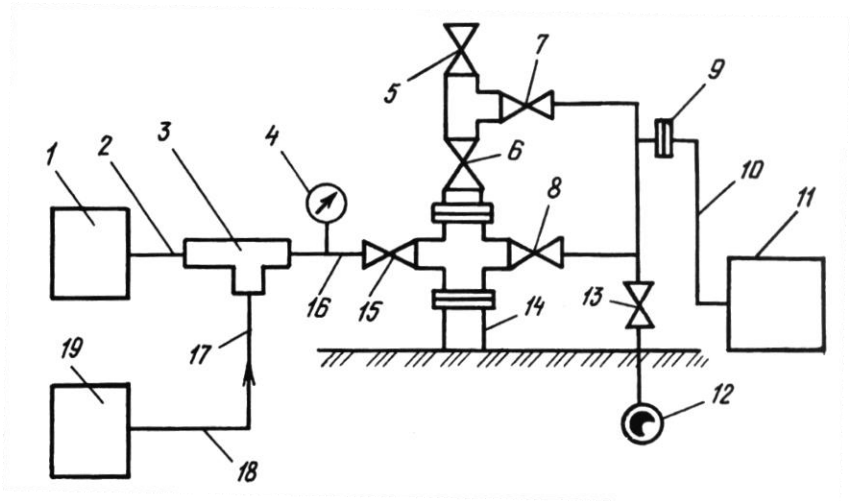


Рисунок 8.8 – Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины:
1 – цементировочный агрегат; 2 – линия для подачи пенообразующей жидкости;
3 – эжектор; 4 – манометр; 5–8, 13, 15 – задвижки; 9 – заглушка; 10 – выброс пены;
11 – накопительная ёмкость; 12 – нефтепромысловый коллектор;
14 – эксплуатационная колонна; 16 – пенопровод; 17 – обратный клапан эжектора;
18 – воздухопровод; 19 – компрессор

Обвязку эжектора следует совершать таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

Подведение сжатого воздуха к эжектору при использовании компрессоров буровой установки следует выполнять при помощи резинового шланга с внутренним диаметром не менее 25 мм или на быстро разборном трубопроводе с НКТ.

При кустовом бурении подвод воздушной линии от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно совершать заранее в период их обвязывания с коллектором. Конец воздухопровода следует подвести к центру группы скважин и оборудовать его запорным вентилем.

Подготовка пенообразующей жидкости для двухфазной пены может быть выполнена непосредственно в процессе закачивания пены в скважину. При этом очередная порция ПАВ в воде растворяется в свободном отсеке мерной ёмкости цементировочного агрегата. На 1 м воды необходимо вводить от 1 до 3 кг (в перечислении на активное вещество) сульфанола, ОП-3, ОП-10 или других ПАВ. Количество добавки ПАВ к воде зависит от её солевой концентрации, качества ПАВ и уточняется экспериментальным путём в лабораторных условиях по методике ВНИИ (Е.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева, 1980). Данной методикой определяется зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ.

Не допускается попадание в растворы ПАВ и пенообразующей жидкости нефти, масла, дизельного топлива.

Параметры вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают исходя из необходимости создания требуемой величины снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Создание необходимого снижения давления на забое $p_{заб}$ при проведении работ регламентируется инструкцией ВНИИКРнефти (1988).

При использовании в качестве источника сжатого газа передвижных компрессоров в зависимости от значения $p_{заб}$ может быть выполнен полный цикл закачивания пены с выходом её на устье через трубное пространство с последующим самоизливом или частичный цикл с последующим самоизливом. В последнем случае пена закачивается на необходимую глубину в межтрубное пространство, не доходя до башмака колонны НКТ.

В обоих случаях процесс закачивания пены выполняется при постоянной степени аэрации, чтобы обеспечить заранее определённое начальное значение давления пенообразующей жидкости $p_{заб}$, подаваемой в эжектор.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от значения $p_{заб}$ может быть выполнен полный или частичный цикл закачивания пены в скважину с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом после каждого из них. В этом случае пена подаётся в скважину при сменной степени её аэрации, а заданный режим работы эжектора обеспечивается созданием полного начального значения давления $p_{ж}$.

Для выбора $p_{ж}$ при использовании передвижных компрессоров необходимо по номограмме (рис. 8.9) определить степень аэрации, при которой для необходимой глубины спуска лифтовых труб обеспечивается заданная величина $\Delta p_{заб}$, а позже по этой номограмме в зависимости от найденной степени аэрации и типа (марки) компрессора следует определить $p_{ж}$.

Если определённую по номограмме (см. рис. 8.9) степень аэрации из-за её небольшого значения невозможно обеспечить при имеющемся компрессорном оборудовании, то необходимо выполнить частичный цикл закачивания пены.

При проведении частичного цикла необходимо выбрать максимальное значение степени аэрации и соответствующее ей значение для имеющегося типа компрессора (рис. 8.10). Потом по номограмме (рис. 8.11) следует определить глубину продавки h и относительный объём пенообразующей жидкости $\frac{V_{ж}}{S}$ (где $V_{ж}$ – объём пенообразующей жидкости, м^3; S – площадь поперечного сечения межтрубного пространства или колонны в зависимости от необходимой величины Δp и выбранной максимальной степени аэрации). По полученному значению $\frac{V_{ж}}{S}$ и площади S затрубного пространства определяется необходимый объём пенообразующей жидкости $V_{ж}$. Относительный объём пенообразующей жидкости $\frac{V_{ж}}{S}$ для проведения одного полного цикла определяется по номограмме (см. рис. 8.11). При этом за глубину продавки h принимается глубина спуска лифтовых труб H. По полученным значениям $\frac{V_{ж}}{S}$ и S фактическому колонны определяется необходимый объём пенообразующей жидкости.

При использовании компрессоров буровой установки следует по заданному значению $\Delta p_{заб}$, установить необходимость проведения одного, двух или частичного циклов закачивания пены. Для этого по номограмме (рис. 8.12) необходимо провести до пересечения друг с другом перпендикуляр из точек на осях, соответствующих значениям $\Delta p_{заб}$ и H. Если точка пересечения перпендикуляров находится в области, ограниченной кривыми 1 и 2, то следует совершить процесс за один цикл закачивания пены, а если точка находится в области, ограниченной кривыми 1 и 3, то за два цикла.

Если точка находится ниже кривой 1, следует совершить частичный цикл закачивания пены.

Если установлена необходимость проведения одного цикла циркуляции пен по номограмме (см. рис. 8.12) в зависимости от заданных значений $\Delta p_{заб}$ и H, то необходимо определить значение $p_{ж}$.

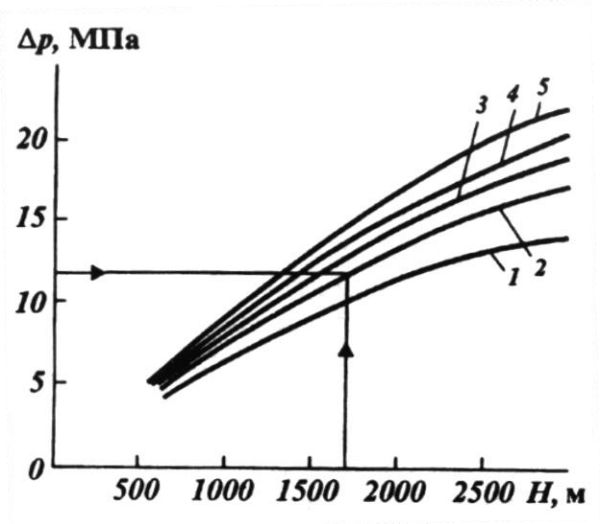


Рисунок 8.9 – Номограмма для определения возможного снижения давления на забое скважины Δp при различных степенях аэрации:
1, 2, 3, 4, 5 – при степенях аэрации соответственно 30, 40, 50, 60 и 70

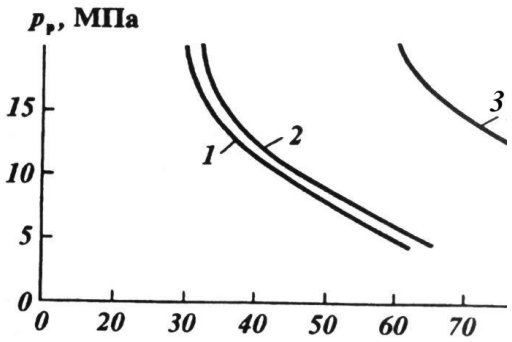


Рисунок 8.10 – Номограмма для определения рабочего давления эжектора при различных степенях аэрации для различных компрессоров:
1 – УКП-80; 2 – СД 9/101;
3 – КПУ 16/100

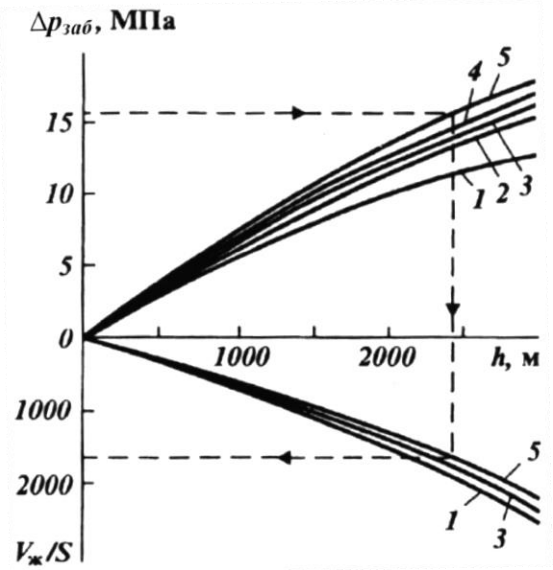


Рисунок 8.11 – Номограмма для определения глубины продавки h и относительного объёма пенообразующей жидкости $\frac{V_{ж}}{S}$:
1, 2, 3, 4, 5 – при степенях аэрации соответственно 30, 40, 50, 60 и 70

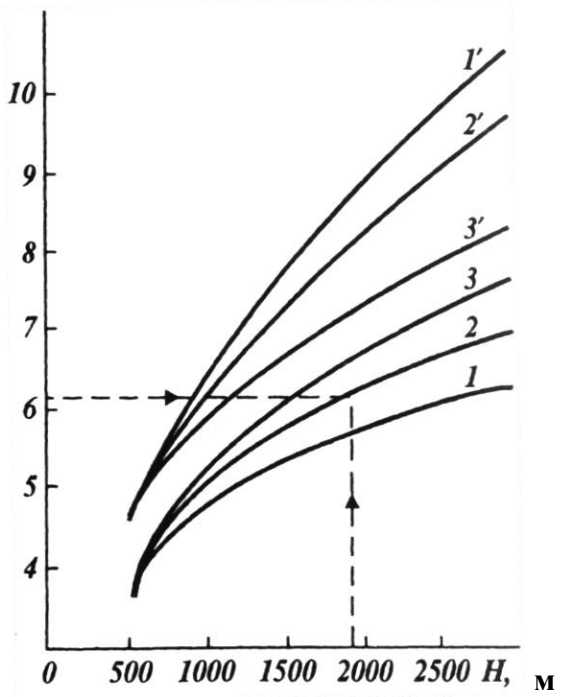


Рисунок 8.12 – Номограмма для определения возможной депрессии при одно- либо двухцикловой закачке пены и при различном давлении пенообразующей жидкости на входе в эжектор:
1, 2, 3 и 1', 2', 3' – 10, 15, 20 МПа при одном и двух циклах соответственно

При необходимости проведения процесса в два цикла закачивания пены давление $p_{ж}$ в первом цикле устанавливается равным 15 МПа, а во втором цикле определяется из рисунка 8.12 в зависимости от $\Delta p_{заб}$ и H. При выполнении частичного цикла по заданному значению $\Delta p_{заб}$ по номограмме (см. рис. 8.11) определяются глубина продавливания пены h и соответствующее значение $\frac{V_{ж}}{S}$. При этом значение $p_{ж}$ принимается равным 15 МПа. По полученному значению $\frac{V_{ж}}{S}$ и фактическому значению S межтрубного пространства определяется необходимый объём пенообразующей жидкости.

Относительный объём пенообразующей жидкости $\frac{V_{ж}}{S}$ для проведения одного цикла определяется по номограмме (см. рис. 8.11), при этом за глубину продавки h к принимается глубина спуска лифтовых труб H, а значение $\frac{V_{ж}}{S}$ определяется по глубине продавки. По полученному значению $\frac{V_{ж}}{S}$ и фактическому значению S колонны определяется необходимый объём пенообразующей жидкости. При необходимости проведения второго цикла объём пенообразующей жидкости для него составляет 70 % от значения $V_{ж}$ для первого цикла.

После спуска НКТ, монтажа наземного оборудования, обвязки эжектора с компрессором и цементирующим агрегатом трубопроводное наземное оборудование должно быть опрессовано гидравлическим способом на давление 25 МПа. При этом предварительно отсоединяется воздухопровод от бокового патрубка эжектора.

Пневматическим способом опрессовывается выкидной воздухопровод на максимальное рабочее давление компрессора, после чего открываются задвижки 15, 6, 7 и закрываются задвижки 8, 5, 13 (см. рис. 8.8).

При помощи насоса цементировочного агрегата пенообразующая жидкость подаётся в эжектор. Давление подачи пенообразующей жидкости в начале процесса закачивания пены в скважину при использовании компрессора буровой установки или передвижного компрессора определяется так, как это описано выше. После этого подаётся воздух в эжектор от компрессора. При использовании компрессоров буровой установки давление воздуха на входе в эжектор должно находиться в пределах от 0,7 до 0,8 МПа. При использовании передвижных компрессоров давление воздуха на входе в эжектор устанавливается произвольно в пределах от 1–2 МПа в начале процесса закачивания пены в скважину и до 2–6 МПа в конце процесса. Величина указанных давлений воздуха определяется величиной давления закачивания жидкости и типами компрессоров.

После заполнения скважины пеной в рассчитываемом объёме, промывки скважины пеной (или при закачке пены в межтрубное пространство при частичном цикле) следует закрыть задвижку 15, открыть задвижку 8 и выполнить на протяжении не менее 1,5 часов самоизлив пены по трубопроводу 10 в накопительную ёмкость.

При наличии притока нефти или газа из трубного пространства закрывается задвижка 6 и после вытеснения пены из межтрубного пространства закрывается задвижка 8, отсоединяется трубопровод 10, устанавливается на место его подключения к устью скважины заглушка 9 и открываются задвижки 6, 7 и 13, направляя продукцию скважины в коллектор. В случае применения передвижного компрессора при отсутствии притока нефти или газа после самоизлива пены на протяжении 1,5 часов необходимо продолжить её самоизлив до его окончания.

В случае применения компрессоров буровой установки при отсутствии притока нефти и газа после выполнения первого цикла закачивания пены и её самоизлива в течение 1,5 часов необходимо совершить второй цикл закачки и самоизлив пены до его окончания.

Если приток не получен, то скважину оставляют с открытыми задвижками на трубном и межтрубном пространстве в ожидании притока в течение 36 часов.

Если повторные промывки пеной не дают результата, то следует применить другие методы искусственного воздействия на призабойную зону для интенсификации притока.

Необходимо строго выполнять правила безопасного проведения работ.

Вызов притока из скважины следует проводить по плану, утверждённому главным инженером и главным геологом управления буровых работ. Работники и инженеры должны быть обучены правилам проведения работ при освоении скважин. Каждая смена производственного персонала должна быть проинструктирована о мерах безопасности при выполнении каждой конкретной операции.

При размещении в зоне скважины техники необходимо учитывать и направление ветра.

Расстояние между объектами должно быть следующим:

- от передвижной техники до устья скважины и приёмной ёмкости – не менее 25 м;
- от компрессора до других агрегатов – не менее 10 м;
- от культбудки до устья скважины – не менее расстояния, равного высоте вышки плюс 10 м.

Запрещается работа с эжектором без обратного клапана или с негерметичным обратным клапаном на боковом патрубке для подачи воздуха. При отрицательных температурах следует применять подогретую пенообразующую жидкость. Воздухопровод после сборки страхуется стальным тросом диаметром не менее 5 мм. Трос прикрепляется к воздухопроводу хомутами, размещёнными на расстоянии 200 мм от его соединения. Концы

троса крепятся к стационарным якорям.

Выкидную линию от скважины до приёмной ёмкости собирают из НКТ с внутренним диаметром не менее 50 мм, надёжно крепят её возле устья, в местах поворотов и в приёмной ёмкости при помощи стопорных или стационарных якорей, рассчитанных на разрывные усилия потока не менее 1 тонны.

При опрессовке обвязки все люди должны быть удалены из опасной зоны.

Во время всего процесса вызова притока на расстоянии не менее 25 м от устья скважины и от накопительной ёмкости запрещается проведение работ, не связанных с процессом освоения скважины, пользование открытым огнём, пребывание посторонних людей, наличие техники, не оборудованной искроглушителями на выхлопных трубах.

Не допускается попадание пены в источники питьевой воды.

В период самоизлива пены и ожидания притока запрещается оставлять скважину закрытой, чтобы не создать условия для образования сжатой взрывоопасной смеси при разрушении пены.

8.14 Вызов притока из пласта с помощью комплектов испытательных инструментов

Кроме основного своего предназначения (испытания перспективных объектов в поисковых скважинах) комплект испытательных инструментов (КИИ) используют для вызова притока из пластов малой продуктивности, очистки околоскважинной зоны пластов, оценки эффективности обработок пластов, испытания на герметичность цементных мостов и колонн и для решения других задач, связанных с созданием депрессии в ограниченном интервале ствола скважины, обсаженной колонной.

Пластоиспытатели позволяют создавать мгновенно высокую депрессию, что является благоприятным фактором для очистки призабойных зон пласта и вызова притока пластового флюида. При этом повышается эффективность результатов испытания (экономичность, объём и качество информации) и обеспечивается испытание объектов в скважинах с негерметичной колонной обсадных труб.

Пакер, испытатель пластов, запорный и поворотный клапаны и глубинные регистрирующие манометры обеспечивают выполнение процесса испытания. Остальные узлы КИИ служат для предупреждения возможных осложнений или аварий в скважине.

Пакер изолирует интервал испытания от остальной части скважины. Длину хвостовика (труб ниже пакера) выбирают такой, чтобы при спуске КИИ к забою пакер находился над объектом испытания. При передаче на пакер осевой сжимающей нагрузки его резиновый элемент деформируется, увеличивается в диаметре и перекрывает ствол скважины. Шток пакера снабжён каналом, постоянно открытым для прохода пластового флюида.

Если приложить к пакеру осевую растягивающую нагрузку, то уплотняющий элемент пакера возвращается в исходное положение.

Испытатель пластов снабжён приёмным и уравнительным клапанами, сменным штуцером. Испытатель пластов устанавливается выше пакера. При спуске и подъёме КИИ пластоиспытатель растянут, его приёмный клапан закрыт, поэтому не допускает поступления бурового раствора в трубы. Уравнительный клапан пластоиспытателя открыт, и через него обеспечивается переток бурового раствора из-под пакера (при спуске) или под пакер (при подъёме КИИ) через фильтр, шток пакера, безопасный переводник и ясс. Наличие такого перетока снижает эффект поршневания при движении пакера в скважине.

После упора хвостовика на забой скважины и передачи на КИИ осевой сжимающей нагрузки происходит свободное сжимание пакера, пакерование ствола скважины и медленное сжимание пластоиспытателя. Во время этого процесса закрывается уравнительный клапан, а затем открывается приёмный клапан пластоиспытателя, соединяя полости пустых или частично заполненных жидкостью труб над КИИ с подпакерным объёмом скважины. Давление под пакером мгновенно уменьшается, и начинается приток из пласта.

По окончании испытания при натяжении инструмента пластоиспытатель растягивается, закрывается его приёмный клапан, перекрывая полость труб над КИИ, после чего открывается уравнительный клапан, соединяя затрубное пространство над пакером с подпакерным пространством. Давление под пакером и над пакером выравнивается, и на пласт передаётся давление столба бурового раствора.

Промышленность выпускает многоцикловые испытатели пластов, обладающие двух-, трёх- и многоцикловыми запорно-поворотными клапанами (ЗПК). Последний предназначен для перекрытия полости труб по окончании притока с целью регистрации процесса восстановления забойного давления. Его устанавливают выше испытателя пластов и спускают открытым. В конце притока путём вращения труб над КИИ запорно-поворотный клапан закрывают и выдерживают в закрытом положении (для получения кривой восстановления давления). Продолжительность закрытого периода должна быть равной приблизительно половине времени притока, но не менее 20 мин.

В многоцикловых испытателях при последующем вращении труб клапан опять открывается и опять закрывается, повторяя многократный цикл испытания.

При испытании хвостовик может упираться на забой (рис. 8.13) или не упираться на забой, когда в скважину спускают механический шлипсовый пакер, способный опираться на стенку обсадной колонны. При упоре на забой необходимо обратить внимание на качество моста, чтобы не вызвать проседание хвостовика в нём.

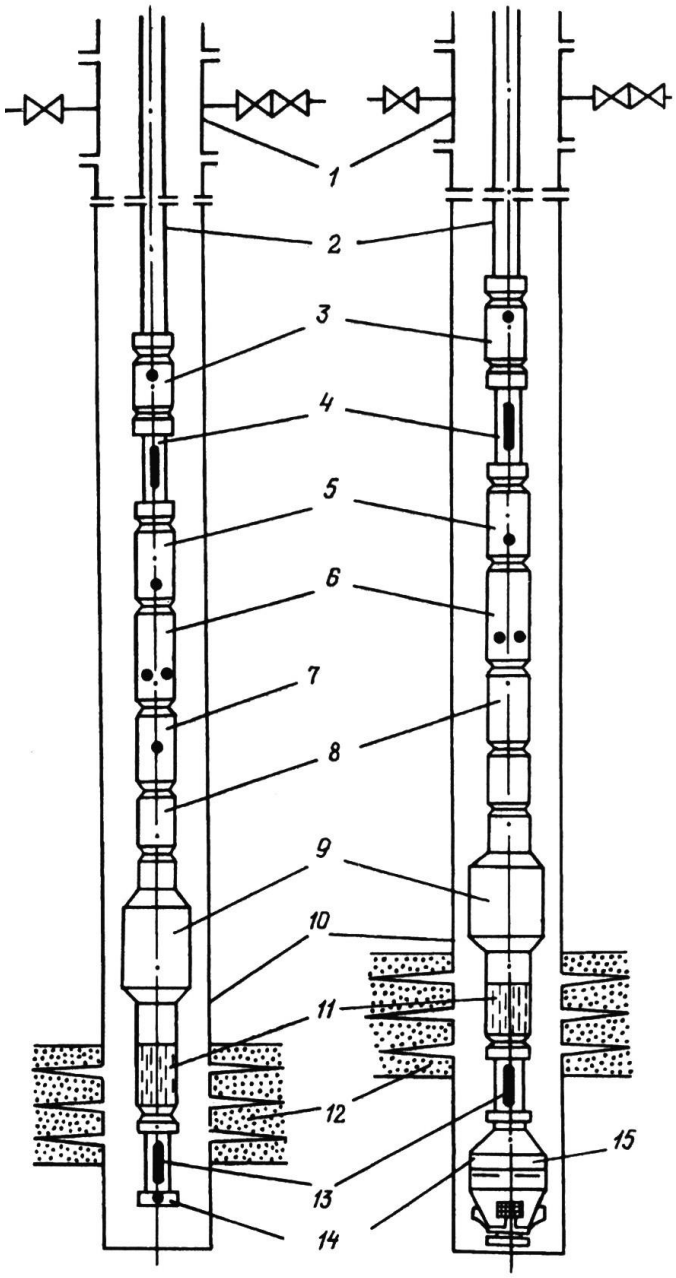


Рисунок 8.13 – Схема пакерования при работе с КИИ:
1 – колонная головка; 2 – НКТ; 3 – циркуляционный клапан;
4 – верхний манометр; 5 – запорно-оборотный клапан; 6 – испытатель пластов;
7 – ясс; 8 – пробоотборник; 9 – пакер; 10 – обсадная колонна; 11 – фильтр;
12 – пласт; 13 – манометр; 14 – опорная плита; 15 – башмак

С целью обеспечения беспрепятственного спуска испытателя проверяется проходимость его по колонне. Для этого до перфорации или после неё по колонне обсадных труб пропускают шаблон, длиной и внешним диаметром равный пакеру.

Для обеспечения более надёжной герметизации резьбовых соединений и их достаточного запаса прочности на растягивающее усилие и страгивающие нагрузки пластоиспытатель желательно спускать на бурильных трубах.

Устье скважины должно быть оборудовано превенторами, а перед испытанием должны быть смонтированы линии для отвода от устья пластового флюида на расстояние, регламентированное правилами безопасности.

С целью предупреждения вскрытия выброса на скважине должен быть запас жидкости не менее двух объёмов скважин.

Для проведения работ в эксплуатационных колоннах используются инструменты, техническая характеристика которых приведена в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Техническая характеристика испытательных инструментов

Параметры	КИИ-65	КИИ-95 (КИИ2А-95)	МИГ-80
Внешний диаметр, мм	65	95	80
Общая длина комплекта, м	20	21,6	23,4
Общая масса комплекта, кг	300	910	635
Типоразмер соединительных резьб	3–50	3–76	3–62
Допустимая нагрузка, кН: при сжатии при растягивании	 150 100	 300 250	 60 200
Допустимый крутящий момент, кН·м	4,0	6,0	5,4
Допустимое давление окружающей среды, МПа	80	80	45
Максимальная температура окружающей среды, °С: с обычной резиной с термоустройчивой резиной	 130 200	 130 200	 130 200
Диаметр резиновых элементов, мм	67, 78, 87, 92	109, 115, 135, 145	87, 92, 98
Диаметр скважины, мм	77–112	118–161	97–112
Нагрузка при пакеровании, кН	10–50	60–80	10–60

8.15 Практические рекомендации по применению струйных аппаратов при освоении скважин

Технология вызова притока с использованием струйных аппаратов разработана в 1980–1985 гг. в Ивано-Франковском институте нефти и газа под руководством Р.С. Яремийчука. Эта технология позволяет оперативно на стадии освоения скважины контролировать по данным кривых восстановления давления (КВД) фильтрационные свойства пород в околоскважинной зоне, включая и отдалённую зону, а также создавать многократные мгновенные депрессии и репрессии на пласт.

Под термином «мгновенного» снижения давления или его восстановления при депрессии подразумевается время от нескольких секунд до 100 с. Использование струйных аппаратов позволяет в одном цикле работ при освоении или искусственном воздействии на призабойную зону реализовать следующие виды работ:

1) исследовать скважины по данным кривых восстановления давления;

2) воздействовать на призабойную зону пласта многократными мгновенными депрессиями и репрессиями;

3) подачу в зону пласта различных химических реактивов с быстрым удалением продуктов реакции;

4) исследование скважины на приток при разных депрессиях для построения индикаторных диаграмм.

Технологический процесс даёт возможность создавать многократные депрессии и репрессии на пласт, анализировать кривые восстановления давления, но применять его рекомендуют при определённых условиях: пористость и проницаемость продуктивных отложений должна быть ниже, чем критические значения для данного месторождения, продуктивный горизонт должен состоять из устойчивых пород, не разрушающихся при создании многократных мгновенных депрессий в пределах определённых технологическим процессом величин и т.д.

Для проведения технологического процесса необходимо, чтобы:

- устье скважины было оборудовано согласно проекту на её строительство;
- фонтанная арматура обеспечивала проведение работ при максимально необходимом рабочем давлении;
- насосно-компрессорные трубы следует рассчитывать на прочность при максимально необходимом внутреннем давлении.

Когда рабочее давление подаётся в межтрубное пространство, то обсадную колонну проверяют на максимальное технологическое давление, создающееся внутри неё, а насосно-компрессорные трубы проверяют на смятие.

В комплект внутреннего скважинного оборудования входят:

- струйные аппараты (стационарные, вставные и др.);
- пакеры (механические, гидравлические либо гидромеханические);
- насосно-компрессорные трубы;
- клапан опрессовочный (для опрессовки насосно-компрессорных труб внутренним давлением);
- клапан циркуляционный;
- клапан для опрессовки пакера.

Наземное оборудование скважины – это насосные агрегаты типа ЦА-320М, ЦА-400, 4АН-700, ёмкость для хранения рабочей жидкости объёмом не менее 25 м^3, ёмкость или амбар для приёма флюида из скважины объёмом не менее 50 м^3, ёмкость, в которой хранят жидкость для глушения скважины. В качестве технологического раствора для глушения скважины используют техническую воду, обработанную хлористым кальцием либо хлористым натрием.

Струйный аппарат типа УОС (рис. 8.14) состоит из корпуса 1 и эжекторного насоса 2. Шар 8 выполняет роль клапана, который направляет рабочую жидкость к рабочей насадке 5, запрессованной в кольце 3. Технологическая заглушка 6 служит для обеспечения опрессовки пакера в затрубном пространстве.

На рисунке 8.15 изображён струйный аппарат типа УЭОС, а на рисунке 8.16 – схема обвязки наземного и подземного оборудования при

проведении работ приспособлениями УГИП.

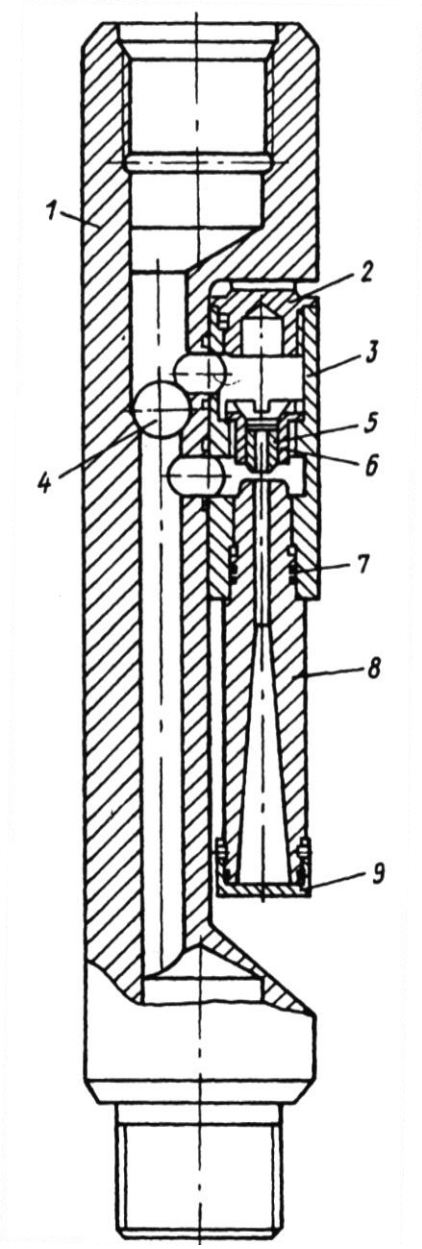


Рисунок 8.14. Устройство для обработки скважин УОС-1:
1 – корпус; 2 – заглушка;
3 – корпус эжекторной вставки; 4 – шар;
5 – насадка; 6 – гнездо;
7 – кольцо уплотняющее; 8 – смеситель;
9 – заглушка технологическая

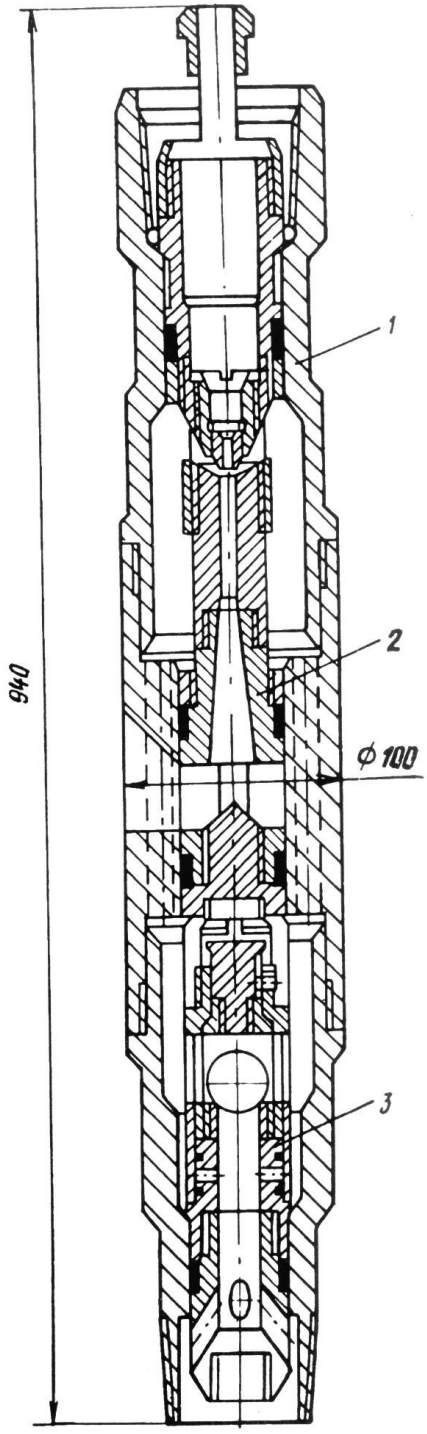


Рисунок 8.15 – Устройство эжекторное для освоения скважин УЭОС-2:
1 – корпус; 2 – эжекторный насос;
3 – уравнительный клапан

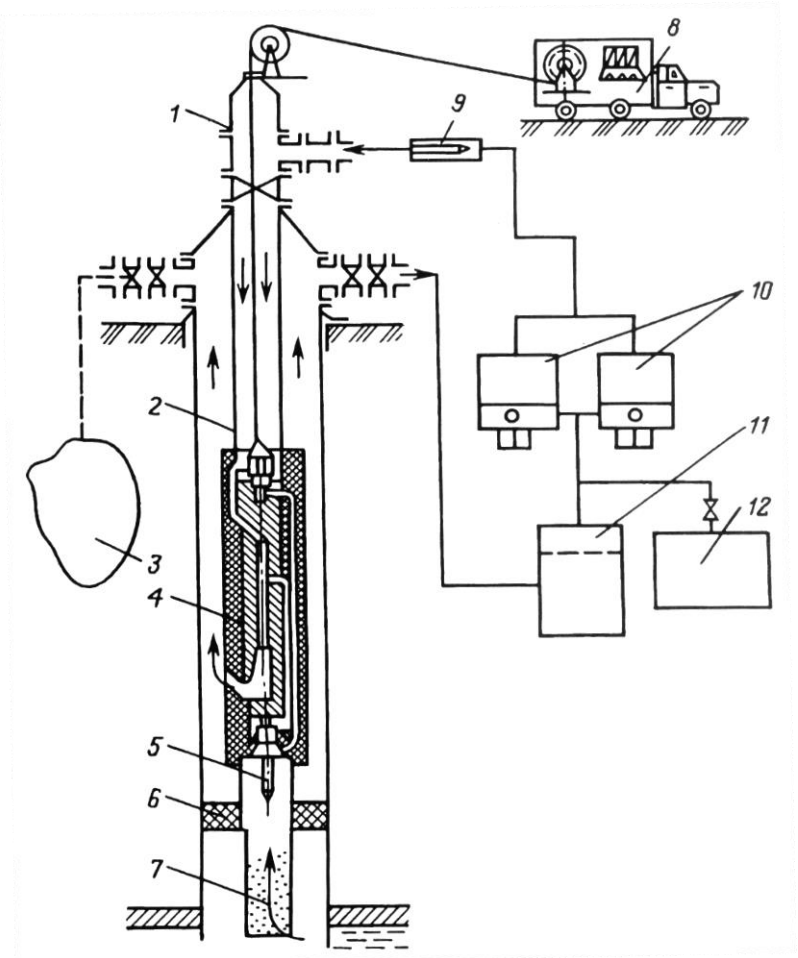


Рисунок 8.16 – Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УГИП:
1 – фонтанная арматура; 2 – НКТ; 3 – амбар; 4 – УГИП; 5 – манометр; 6 – пакер; 7 – хвостовик; 8 – каротажная станция; 9 – фильтр; 10 – насосные агрегаты; 11, 12 – мерные ёмкости

Струйный аппарат УЭОС состоит из корпуса, вставного струйного насоса и смонтированного в его нижней части обратного клапана. В случае, когда УЭОС спускают без обратного клапана, с помощью аппарата создаются мгновенные депрессии и репрессии на пласт. Манометр, присоединяемый к резьбе струйного насоса в его нижней части, фиксирует это изменение давления. Если в нижней части смонтирован обратный клапан с присоединённым к нему глубинным манометром, то последний фиксирует момент снижения давления, а после прекращения циркуляции – кривую восстановления давления. Струйный насос с обратным клапаном или без него и манометром поднимается на поверхность из НКТ с помощью канатной техники или обратной циркуляцией жидкости через затрубное пространство.

Струйный аппарат типа УГИП отличается от УЭОС тем, что в его камере инжекции вмонтирован тензометрический датчик, а сам струйный аппарат вместе с датчиком соединён с наземной каротажной станцией. Конструкцией предусмотрено такое же, как и в УЭОС, подсоединение к обратному клапану глубинного манометра (см. рис. 8.16).

В УГИП весь процесс изменения давлений под пакером фиксируется фоторегистратором или самописцем каротажной станции.

Перед проведением работ необходимо выполнить следующие операции.

1. Промыть водой скважину на протяжении двух циклов циркуляции и очистить буровой раствор, выходящий из скважины, через сито с размерами ячейки не более 3 × 3 мм.

2. Определить глубину установки пакера и струйного аппарата. При этом пакер устанавливают не ниже 10 м выше интервала перфорации, а максимально допустимая глубина спуска зависит от прочности обсадной колонны в подпакерной зоне на смятие с учётом того, что давление в месте размещения струйного аппарата может равняться нулю.

3. Очистить внутреннюю поверхность обсадной колонны в месте установки пакера от ржавчины, глинистой корки, отложений парафина или смол при помощи скребка либо райбера.

4. Подготовить струйный аппарат, пакер, циркуляционный и опрессовочный клапаны согласно инструкции по их эксплуатации.

При подготовке струйных аппаратов к работе необходимо:

- визуально проверить состояние присоединительных резьб его корпуса, на резьбах не должно быть следов размыва, заеданий, вмятин, глубоких рисок и поперечных надрезов;
- визуально проверить состояние камеры смешения – её поверхность не должна носить следов размыва;
- промыть и очистить проходной канал корпуса приспособления и седло клапана для опрессовки НКТ;
- проверить состояние герметизирующих элементов клапанов и эжекторного насоса.

5. Произвести спуск колонны труб в скважину вместе с пакером и струйным аппаратом. Для обеспечения надёжности герметизации резьбовых соединений НКТ используют уплотняющие резьбовые смазки либо ленту из фторуплотняющего материала. Для того чтобы избежать разрушения уплотняющего материала пакера, колонну НКТ опускают в скважину плавно (со скоростью не более 0,25 м/с).

6. После пакерования устанавливают фонтанную арматуру и обвязывают её с насосными агрегатами, сепаратором, емкостями для измерения и приёма флюида в соответствии с утверждённой схемой. Число и тип насосных агрегатов, необходимых для проведения технологического процесса, приведены в таблице 8.5. При проведении работ используют также и другие типы насосных агрегатов с аналогичными техническими характеристиками.

7. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное ожидаемое рабочее давление, а также проверить герметичность фонтанной арматуры согласно требованиям Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

Таблица 8.5 – Количество и тип насосных агрегатов

Глубина, м	Тип насосного агрегата	Число насосных агрегатов
< 2000	ЦА-320, ЦА-400А, 4АН-700	1 + 1*
2000–3000	ЦА-400А, 4АН-700	1 + 1*
> 3000	4АН-700	2 + 1*
Примечание. * Резервный.		

8. Опрессовать пакер путём создания в межтрубном пространстве избыточного давления, которое не превышает опрессовки эксплуатационной колонны.

Рассмотрим порядок выполнения работ по освоению скважин струйными аппаратами.

1. Если скважина заполнена буровым раствором, то необходимо его заменить через струйный аппарат (при расходе жидкости не более чем 1,5 л/с) на рабочую жидкость – воду или дегазированную нефть.

2. Путём создания расчётного давления жидкость откачивают из пласта на протяжении 0,5–1,0 часа. При этом определяют, существует ли связь пласта со скважиной, величину притока и тип пластового флюида.

3. После прекращения работы наземных агрегатов в случае применения вставного струйного агрегата с гидродинамическим клапаном на ленте глубинного манометра записывается КВД на протяжении определённого времени (3–10 часов).

Вставной струйный аппарат извлекают из скважины канатной техникой либо обратной промывкой. На поверхности от вставного струйного аппарата отсоединяют гидродинамический клапан и глубинный манометр, разбирают его и по известным методикам определяют пластовое давление, скин-эффект, проницаемость околоскважинной и отдалённой зон пласта, их размеры.

4. Вбрасывают внутрь НКТ вставной струйный аппарат с подсоединённым к нему глубинным манометром, который под действием собственного веса и при нагнетании жидкости с расходом 1,5–2,5 м/с транспортируется к месту его размещения в гнезде корпуса. Для надёжного установления аппарата в гнездо на кабеле спускают свинцовую печать, и при лёгких ударах по головке вставной аппарат занимает своё посадочное гнездо.

5. Наземными насосными агрегатами создаётся расчётное давление при циркуляции рабочей жидкости на протяжении 10–15 мин. В процессе циркуляции фиксируется количество откачанной из скважины жидкости, а затем на 5–10 мин. циркуляция прекращается. Число таких циклов зависит от темпа нарастания притока жидкости из пласта. При его стабилизации работы считают выполненными.

В результате воздействия на пласт в режиме депрессия-репрессия очищается призабойная зона пласта, и скважина постепенно заполняется пластовым флюидом. Особенностью технологии является то, что она позволяет создавать заданную депрессию на пласт, при необходимости управлять её значением и продолжительностью, многократно повторять циклы

депрессий - репрессий на пласт.

Рекомендуется на протяжении первых пяти циклов проводить работы в режиме: 10–15 мин. – депрессия и 5–7 мин. – репрессия на пласт, дальше постепенно увеличивается время создания депрессии до 25–30 мин. с остановкой агрегатов на 10–15 мин.

При вызове притока из пласта и очистке его призабойной зоны рекомендуется последовательно реализовать три режима работы:

1) $p_и = 0{,}5 \cdot p_{доп}$;

2) $p_и = 0{,}75 \cdot p_{доп}$;

3) $p_и = p_{доп}$.

При проведении технологического процесса необходимо измерять количество поступающих из пласта жидкостей и газов, отбирать пробы и при возможности выполнять анализ нефти и пластовой воды, их содержание (в %), количество и состав твёрдой фазы, механических примесей и т.д.

Основной критерий определения продолжительности воздействия (числа циклов) – стабилизация притока и отсутствие в исходном потоке механических примесей. После окончания циклического действия непрерывно на протяжении 2–3 часов откачивается пластовая жидкость в режиме оптимальной депрессии для конечной очистки призабойной зоны.

6. Поднимают вставной аппарат вместе с глубинным манометром на поверхность, в манометр вставляют новую ленту, присоединяют гидродинамический клапан и бросают внутрь НКТ. Работы выполняют с повторной записью КВД и её расшифровкой. После этого возобновляется циркуляция на протяжении 2–3 часов, и работы на скважинах считают завершёнными.

7. Если скважина перешла на фонтанный режим эксплуатации, то вставной аппарат целесообразно поднимать канатной техникой.

При выходе скважины на режим фонтанирования наземные насосные агрегаты останавливают и скважину вводят в работу, направляя пластовый флюид через затрубное пространство в лифтовую колонну до полного выноса из скважины остатков рабочей жидкости. После этого струйный аппарат через НКТ поднимается на поверхность.

При отсутствии притока (или при незначительном притоке) рекомендуется комбинированный режим, который включает создание многократных мгновенных депрессий-репрессий и заполнение призабойной зоны химическими реагентами (кислотами, щелочами, ПАВ).

8. Когда пластовое давление в скважине меньше гидростатического или равно ему, скважину глушат технологическим раствором, распакеровывают НКТ и поднимают их на поверхность с последующим спуском глубинно-насосного оборудования.

Программы для расчёта давлений наземных агрегатов приведены ниже.

Известно, что низконапорные струйные аппараты во всех диапазонах

своих рабочих характеристик (т.е. при любых значениях коэффициента инжекции U, а высоконапорные струйные аппараты только в области малых значений U) хорошо описываются уравнением (8.47).

Теоретические расчёты и стендовые исследования показали, что в зависимости от расхода рабочей жидкости Q_p и поступления из пласта инжектированной жидкости Q_u, т.е. от коэффициента инжекции и относительного перепада давления $\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$, при остальных равных условиях в приёмной камере инжекции (в подпакерной зоне скважины) создаётся определённое давление. Путём регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами p_a с учётом коэффициента инжекции U и достигается необходимое снижение давления на пласт.

В скважине давление на входе в рабочую насадку струйного аппарата p_p определяется зависимостью

$$p_p = p_{жр} + p_a - \Delta p^*,$$

где $p_{жр}$ – давление столба жидкости (рабочей) на глубине установки струйного аппарата, МПа; p_a – давление, при котором закачивается рабочая жидкость насосным агрегатом на устье скважины, МПа; Δp^* – потери давления при движении рабочей жидкости от насосного агрегата до рабочей насадки струйного аппарата, МПа.

Давление на выкиде струйного аппарата p_c определяется с учётом необходимости транспортирования смешанного потока из скважины на поверхность:

$$p_c = p_{жс} + \Delta p^{**},$$

где $p_{жс}$ – давление столба смешанной жидкости в затрубном пространстве, МПа; Δp^{**} – потери давления при движении рабочей жидкости от струйного аппарата до устья скважины, МПа.

Давление столба жидкости

$$p_{жр} = \rho_p \cdot g \cdot H\,;\; p_{жс} = \rho_c \cdot g \cdot H\,,$$

где H – глубина установки струйного аппарата, м; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Потери давления Δp^* и Δp^{**} определяются известными выражениями

$$\Delta p^* = \frac{8 \cdot \lambda \cdot \rho_p \cdot H \cdot Q \cdot p^2}{\pi^2 \cdot d^5};$$

$$\Delta p^{**} = \frac{\lambda \cdot \rho_c \cdot H \cdot Q \cdot p^2}{\pi^2 \cdot (D-d)^3 \cdot (D-d_1)^3 \cdot (D+d_1)^2},$$

где λ – коэффициент гидравлических потерь; d и d_1 – соответственно внутренний и внешний диаметры НКТ, м; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Значения p_u определяются ограничениями, связанными с горно-техническими условиями (недопущением перетока воды из ближайших горизонтов, разрушением породы, давлением насыщения нефти газом и т.п.).

Так как $\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_u}{p_p - p_u}$, то, подставляя значения p_p и p_u, получаем величину давления, при котором надо работать наземному насосному агрегату, чтобы достичь заданного снижения давления в камере инжекции:

$$p_a = \frac{p_{жс} + \Delta p^{**}}{\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}} - p_{жр} + \Delta p^* - \frac{p_u \cdot \left(1 - \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}\right)}{\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}}.$$

В таблице 8.6 приведены значения давлений на насосных агрегатах (в МПа) при коэффициентах инжекции 0,1; 0,2 и 0,3 при разных соотношениях $\frac{f_p}{f_c}$.

Таблица 8.6

Глубина скважины, м	Коэффициент инжекции $\frac{f_p}{f_c}$		
	$\frac{0{,}1}{0{,}772}$	$\frac{0{,}2}{0{,}708}$	$\frac{0{,}3}{0{,}054}$
4000	45,5	60,5	76,5
6000	66,5	88,0	112,5
8000	86,5	107,0	147,5

Конечно, создавая то или иное давление, можно обеспечить откачку только определённого количества жидкости из подпакерной зоны, т.е. получить разные значения коэффициента инжекции U. В таблице 8.7 содержатся данные о коэффициенте инжекции U при спуске в скважину струйного аппарата с диаметрами рабочей насадки 5,6 мм и камеры смешения 9,0 мм при создании разных давлений наземными агрегатами.

Таблица 8.7

Глубина установки струйного аппарата, м	Давление наземного агрегата, МПа							
	10	15	20	25	30	35	40	45
1000	0,15	0,29	–	–	–	–	–	–
1500	0,04	0,15	0,25	0,32	–	–	–	–
2000	–	0,05	0,05	0,21	0,28	–	–	–
2500	–	0,015	0,08	0,14	0,20	0,26	0,30	–
3000	–	–	0,04	0,09	0,15	0,20	0,25	0,28
3500	–	–	0,01	0,06	0,098	0,15	0,20	0,23
4000	–	–	–	0,025	0,07	0,10	0,14	0,18

Для упрощения расчётов в таблице 8.8 протабулированы значения $\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$ при разных соотношениях диаметров рабочей насадки и камеры смешения для $U = 0{,}0 \div 0{,}4$.

Таблица 8.8

U	$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$					
	$d_p = 4$			$d_p = 5{,}6$		
	$d_c = 6$	$d_c = 7$	$d_c = 8$	$d_c = 8$	$d_c = 9$	$d_c = 10$
0,0	0,5441	0,4436	0,3626	0,5698	0,4980	0,4309
0,1	0,4939	0,4180	0,3475	0,5230	0,4621	0,4073
0,2	0,4470	0,6392	0,3323	0,4579	0,4265	0,3836
0,3	0,4006	0,3667	0,3168	0,4045	0,3912	0,3597
0,4	0,3542	0,3408	0,3011	0,3527	0,3561	0,3358

Продолжение таблицы 8.8

U	$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$						
	$d_p = 8$				$d_p = 10$		
	$d_c = 11$	$d_c = 13$	$d_c = 15$	$d_c = 17$	$d_c = 15$	$d_c = 18$	$d_c = 21$
0,0	0,5904	0,4909	0,4008	0,3288	0,5411	0,4260	0,3352
0,1	0,5217	0,4566	0,3813	0,3169	0,4941	0,4031	0,3128
0,2	0,4497	0,4226	0,3617	0,3049	0,4480	0,3800	0,3103
0,3	0,3744	0,3889	0,3419	0,2927	0,4028	0,3569	0,2977
0,4	0,2959	0,3554	0,3220	0,2802	0,3384	0,3336	0,2849
Примечание. Значения d_p и d_c (мм).							

Для обнаружения ошибки необходимо проверить программу на её соответствие кодам в шаговом режиме, затем заменить ошибочный код операции правильным. Если ошибка допущена при введении начальных данных для расчёта, то введение их надо повторить.

Глава 9.
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ОСВОЕНИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗООБРАЗНЫХ ВЕЩЕСТВ

В нефтяной промышленности успешно развиваются технологические процессы, связанные с использованием газообразных веществ, в частности, азота, природного газа и воздуха. Применение газообразных веществ и их смесей с жидкостями позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы. Высокая эффективность новых и усовершенствованных технологий с использованием азота обусловлена его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процессов. Газообразный азот, используемый в нефтяной промышленности, взрывобезопасный, химически малоактивный, нетоксичный. Круг задач, решаемый в нефтепромысловой практике с использованием азота, весьма широкий и разнообразный. Ниже будут рассмотрены особенности и преимущества технологических процессов вызова притока из пластов после вскрытия, азотогидропескоструйной перфорации, термообработки и кислотной обработки скважин с применением азота, описан опыт их внедрения.

Жидкий азот получают при разделении воздуха путём низкотемпературной ректификации. Производительность установок для разделения воздуха составляет 0,2–1,6 тонн/ч жидкого азота. Имеются также небольшие (массой 5 тонн) стационарные установки по производству жидкого азота производительностью 0,055 тонн/ч.

Перевозку жидкого азота от места производства до нефтепромыслов можно также осуществлять изотермическими цистернами объёмом около 25 м^3 железнодорожным транспортом или цистернами типа ТРЖК (ЦТК) объёмом 3–7 м^3 автотранспортом. Слив и складирование жидкого азота осуществляют в цистерны вместимостью 25–100 тонн.

Физико-химические свойства азота. Газообразный азот бесцветен, не обладает запахом и вкусом, не токсичен, масса 1 м^3 газообразного азота при нормальных условиях составляет 1,25 кг.

При температуре – 195,8 °С газообразный азот превращается в бесцветную подвижную жидкость плотностью 808 кг/м^3, а при дальнейшем охлаждении – в твёрдую массу с температурой плавления – 209,9 °С. Теплота парообразования азота равна 199,3 Дж/г. При испарении 1 м^3 жидкого азота получается 702,5 м^3 газообразного азота при 20 °С и давлении 0,1 МПа.

При температуре $t_{кр}$ = – 147 °С и давлении $p_{кр}$ = 3,35 МПа азот обладает плотностью 311 кг/м^3 и находится в критическом состоянии.

Газообразный азот слабо растворим в нефти и воде.

Растворимость азота в нефти Битковского месторождения ($\rho_н$ = = 850 кг/м^3), по данным исследования на установке УГК-3, приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Растворимость азота в нефти

Давление, МПа	Растворимость (м^3 / м^3) при температуре, °С		
	23,5	50,5	88
10	18,0	17,0	20,4
20	33,2	29,6	31,0
30	47,0	40,5	45,0
40	57,1	49,2	55,2

Как видно из таблицы, растворимость с изменением температуры меняется незначительно.

В воде азот растворяется значительно хуже. Растворимость азота в воде приведена в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Растворимость азота в воде

Давление, МПа	Растворимость (м^3 / м^3) при температуре, °С			
	25	50	75	100
0,1	0,014	0,011	0,009	0,009
2,5	0,348	0,273	0,254	0,256
5,0	0,674	0,533	0,494	0,516
10,0	1,264	1,011	0,946	0,986
20,0	2,257	1,830	1,732	1,822
30,0	3,061	2,534	2,413	2,546
50,0	4,141	3,720	3,583	3,800

При давлении до 30 МПа сжатие азота происходит практически без отклонений от законов идеальных газов и изменение объёма описывается зависимостью

$$V_0 = \frac{V_t \cdot 273{,}2 \cdot p_t}{p_0 \cdot (273{,}2) + t},$$

где V_0, p_0 – объём и давление в нормальных условиях; V_t, p_t – объём и давление в данных условиях; t – температура.

Вязкость и динамическое напряжение сдвига нефти с растворённым азотом снижаются. Азот, закачанный в скважины, сохраняет газообразное состояние, что обусловлено его критическими параметрами. Плотность газа азота составляет 1,25 кг/м^3, следовательно, он тяжелее углеводородных газов и при закачке в скважины будет находиться в нижней части ствола. В присутствии азота повышается давление насыщения нефти углеводородными газами.

Фильтрация азотожидкостных смесей через пористую среду проходит при более высоких давлениях, чем фильтрация жидкости.

Смесь азота с воздухом, содержащая менее 5 % кислорода, предотвращает возникновение взрыва при закачке в нефтяные скважины.

9.1 Установки для транспорта и нагнетания азота в скважины

Для транспорта жидкого азота к скважинам используют азотные газификационные установки. Из выпускаемых отечественной промышленностью установок наилучшими параметрами применительно к нефтегазодобывающей промышленности обладает установка АГУ-6000-500/200 или то же АГУ-8К (далее АГУ), показанная на рисунке 9.1.

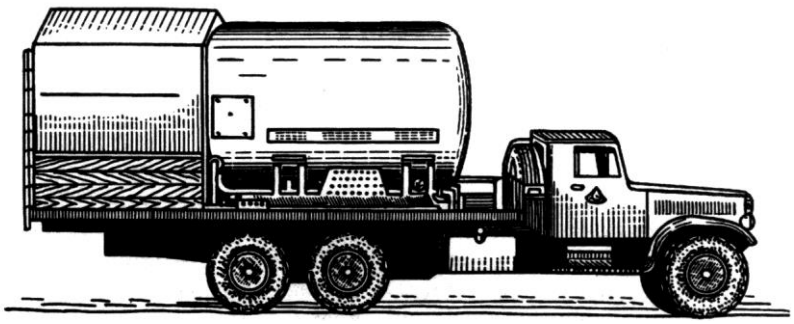


Рисунок 9.1 – Азотная газификационная установка

Установка АГУ состоит из автомашины КРАЗ-219-Б, резервуара ТРЖК-5, резервуара погружного насоса КВ 6101 или ТРЖК-7, погружного насоса жидкого азота НЖК-29М или НСГ-500/200, испарителя.

Завод-поставщик гарантирует нормальную работу установки с учётом использования запасных частей в течение 5000 часов.

Резервуар ТРЖК-5 включает сосуд для жидкого азота с арматурой и кожух. Пространство между кожухом и сосудом заполнено порошковым аэрогелем и отвакуумировано. Для увеличения вакуума применяется цеолит.

Сосуд выполнен сварным из листовой стали Х18Н9Т. В нижней части резервуара установлены испарители, изготовленные, как и все элементы обвязки, из стали Х18Н10Т.

Объём сосуда составляет 5600 л, максимальное рабочее давление – 0,25 МПа. При хранении (при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа) испаряется 1,75 кг/ч жидкого азота. С учётом потерь и остатка одна установка АГК-8К вырабатывает 3500 м^3 газообразного азота.

Резервуар погружного насоса КВ 6101 выполнен аналогичным образом и отличается от резервуара ТРЖК-5 лишь размерами.

Для перекачки сжиженного азота из резервуара под давлением предназначен насос НЖК-29М или 12НСГ 500-200. Подача насоса по жидкому азоту составляет 500 л/ч при давлении нагнетания 22 МПа. Насос приводится в движение электродвигателем мощностью 13 кВт через редуктор.

Газификация подаваемого насосом жидкого азота осуществляется в испарителе. Испаритель состоит из змеевика, выполненного из латунной трубки и заключённого в наполненный водой алюминиевый кожух. Для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду кожух термоизолирован. Для нагрева воды в испарителе используются девять трубчатых электронагревателей мощностью по 6 кВт и напряжением 220 В.

Полная мощность, потребляемая одной установкой, составляет 68 кВт.

Для проведения промысловых работ обычно используются две установки. Питание их осуществляется от сети потребителя или от передвижной электростанции мощностью 200 кВт.

9.2 Освоение скважин азотом

9.2.1 О применении газообразных агентов для освоения скважин

Применение газообразных агентов – наиболее перспективное направление развития методов снижения уровня в скважинах. При этом способе освоения обеспечиваются простота и надёжность контроля и регулирования процесса в широких пределах расходов и давлений. Газообразные агенты могут обеспечить быстрое опорожнение глубоких скважин, быстрое и резкое (или медленное и плавное) снижение давления в скважине, дренирование пласта с подпиткой сжатым газом для обеспечения фонтанирования и др.

Сначала повсеместно применяли в качестве газообразных агентов воздух. Однако практикой освоения и исследования скважин выявлены серьёзные недостатки при использовании передвижных воздушных компрессоров. Закачка воздуха в скважину с помощью последних часто приводит к взрывам, которые, как правило, сопровождаются травмированием людей, создают условия для открытого фонтанирования скважин, причиняют значительный материальный ущерб народному хозяйству. После аварий многие скважины обычно ликвидируются из-за невозможности их восстановления.

При восстановительных работах или при ликвидации скважины не достигается качественная изоляция продуктивных пластов и горизонтов с питьевыми водами, а также в целом всего разреза из-за невозможности проведения необходимого объёма работ в разрушенном стволе скважины.

Аварии при освоении нефтяных скважин, связанные с вызовом притока из них с помощью воздушных компрессоров, произошли в объединениях «Татнефть», «Башнефть», «Укрнефть» и «Самаранефтегаз», причём менее 20 % их возникло из-за воспламенения газовоздушной смеси от механической искры и открытого огня.

Основные причины аварий – нарушение технологии работ (закрытие скважины со сжатым воздухом на длительное время и последующий спуск или подъём глубинных приборов в ней, зажигание факела при продувке скважины воздухом); 30 % аварий – результат выпуска газовоздушной смеси из скважины в атмосферу или перепуска её из скважины в замкнутую полость в устьевом оборудовании (лубрикатор, манифольдная линия) от разряда статического электричества и ударной волны сжатия. Они возникали также в связи с нарушением технологии вызова притока – закрытия

скважины со сжатым воздухом на длительное время, приводящего к образованию взрывчатой смеси в больших объёмах и под высоким давлением.

Для устранения этой группы аварий необходимо сразу же после окончания закачки удалить воздух из скважины. Поскольку определённое количество взрывчатой смеси образуется в процессе закачки воздуха, удалять её из скважины следует через специальное устройство с целью исключения возможности воспламенения от разряда статического электричества, ударного сжатия и открытого огня.

Более 50 % аварий происходило в процессе закачки воздуха в скважину в результате самовозгорания нагаромасляных отложений в коммуникациях компрессора, а также самовозгорания пирофорных соединений сульфидов железа в оборудовании скважины.

Образование нагаромасляных отложений и их самовозгорание обусловливаются применением некачественного компрессорного масла, нарушением правил эксплуатации и обслуживания компрессоров, а также недостатками самих компрессоров (отсутствие холодильника и маслоотделителя после четвёртой ступени сжатия). В связи с этим практически полное устранение этой группы аварий не представляется возможным. В скважинах, в которых вследствие сероводородной коррозии образуются пирофорные отложения, опасность взрыва при обработке компрессором ещё более усугубляется.

Следовательно, применение способа вызова притока жидкости из нефтяных скважин с помощью передвижных воздушных компрессоров не отвечает требованиям охраны труда и охраны окружающей среды. Отсюда возникает необходимость отказаться от этого способа и перейти к безопасным методам вызова притока жидкости с использованием в качестве рабочего агента инертных газов, в частности, азота. До внедрения безопасных способов освоения скважин с помощью инертных газов можно допустить освоение воздушной пеной с использованием передвижного компрессора.

Опыт объединения «Укрнефть» показывает, что технические и технологические вопросы, связанные с переходом на освоение скважин с помощью азота, в принципе решены. В качестве транспортного и технологического оборудования предложена установка АГУ-8К, применяемая в химической промышленности для транспортировки и газификации жидкого азота.

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха – 30 и + 50 °С.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в

скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). В результате регулирования плотности закачиваемой в скважину системы и использования упругих свойств газа и пены по мере их удаления из скважины противодавление на пласт можно снизить в необходимых пределах.

Область применения различных азотосодержащих циркуляционных агрегатов (газообразного азота, газированной им жидкости – пены) для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотосодержащих систем: последовательная в один цикл и более промывка скважин газированной азотом жидкостью (пеной), которая при необходимости может быть вытеснена из скважины азотом.

9.2.2 Подготовка оборудования и материалов для освоения скважин азотом

Оборудование позволяет осуществить газификацию на скважине жидкого азота, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта.

Схема обвязки наземного оборудования для вызова притока из пласта путём вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом показана на рисунке 9.2, а для вызова притока из пласта с использованием газированной азотом жидкости (пены) – на рисунке 9.3.

Перед началом процесса необходимо оборудовать устье скважины фонтанной арматурой и обвязать с нефтесборным коллектором.

Перед закачиванием рабочего агента (газообразного азота, пены) устье скважины обвязать с азотными установками таким образом, чтобы обеспечивалась возможность нагнетания рабочего агента в трубное и межтрубное пространства и одновременно выход жидкости из межтрубного и трубного пространств скважины. Обвязку эжектора осуществить так, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

У задвижек фонтанной арматуры 15 (см. рис. 9.2) и 22 (см. рис. 9.3) установить регулируемые штуцеры диаметрами от 8 до 16 мм.

Конец линии 7 вентиля делителя расхода 8 (см. рис. 9.3) опустить до дна каждого отсека мерной ёмкости насосного агрегата (для исключения вспенивания жидкости) и закрепить. Площадь проходного сечения вентиля (вентилей) делителя расхода 8 должна составлять 0,8–1,5 см^2.

Опрессовать все напорные трубопроводы обвязки наземного оборудования на полуторакратное давление от ожидаемого максимального рабочего давления гидравлическим способом. Газовые линии опрессовать газообразным азотом на максимальное давление газификационной установки.

Результаты опрессовок оформить актом.

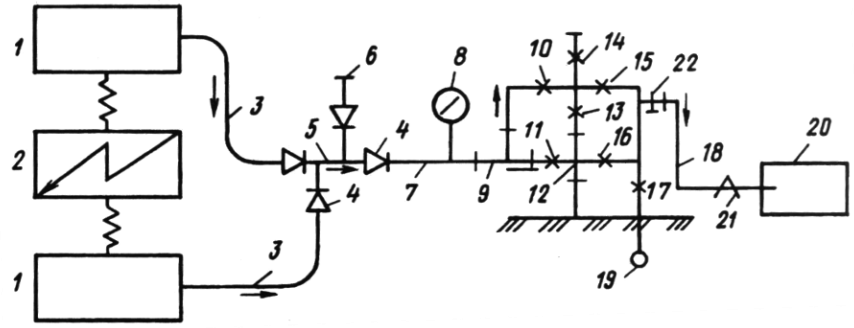


Рисунок 9.2 – Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока путём вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом:
1 – азотная газификационная установка АГУ-8К; 2 – электростанция;
3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан;
5 – узел подключения азотных газификационных установок к скважине («гребёнка»);
6 – заглушка на резервном входе «гребёнки»;
7 – нагнетательная линия для подачи газа в скважину; 8 – манометр;
9 – тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству;
10, 11, 13, 14–17 – задвижки фонтанной арматуры; 12 – крестовина;
18 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины
в накопительную ёмкость; 19 – нефтесборный коллектор; 20 – накопительная ёмкость;
21 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии 18; 22 – пробоотборный кран

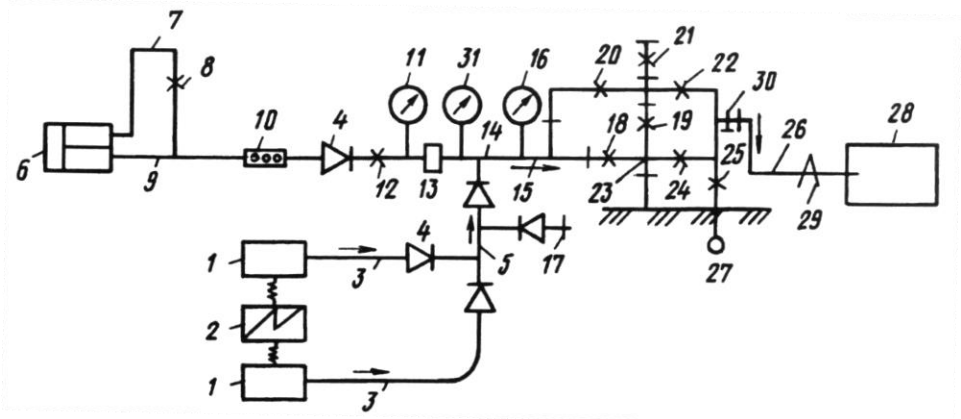


Рисунок 9.3 – Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока с применением газированной жидкости (пены):
1 – азотная газификационная установка; 2 – электростанция;
3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан;
5 – узел подключения газификационных установок к скважине («гребёнка»);
6 – насосный агрегат; 7 – трубопровод для сброса жидкости в ёмкость
насосного агрегата (опускается до дна мерной ёмкости); 8 – вентиль или блок вентилей
для регулирования расхода пенообразующей жидкости (делитель расхода);
9 – тройник; 10 – фильтр; 11, 16, 31 – манометры;
12 – запорное устройство для отключения линии, подключённой к насосному агрегату;
13 – штуцер; 14 – смеситель жидкой и газообразных фаз (тройник, аэратор или эжектор);
15 – тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству скважины;
17 – заглушка на резервном входе «гребёнки»;
18–22, 24, 25 – задвижки фонтанной арматуры; 23 – крестовина;
26 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины

в накопительную ёмкость; 27 – нефтесборный коллектор; 28 – накопительная ёмкость; 29 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии; 26, 30 – пробоотборный кран

Обеспечить наличие на скважине жидкого азота (4,2–8,4 тонн), а при использовании газированной жидкости (пены) – расчётные количества технической воды и ПАВ. Пенообразующую жидкость следует приготовлять в свободном отсеке мерной ёмкости цементировочного агрегата непосредственно в процессе закачивания газированной азотом жидкости (пены) в скважину.

Возможен вариант заблаговременного приготовления пенообразующей жидкости в передвижной ёмкости или в автоцистерне.

На 1 м^3 воды необходимо добавлять от 3 до 7 кг (в перерасчёте на активное вещество) сульфанола, ОП-10 или других ПАВ.

Количество добавления ПАВ к воде зависит от её солевого состава, качества ПАВ и может быть уточнено экспериментальным путём. Для этого в лабораторных условиях по методике ВНИИ следует определить зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ, изменяя последнюю в пределах от 0,05 до 1,00 % (по объёмной доле) по активному веществу, и принять такое минимальное значение концентрации, при котором устойчивость пены составляет не менее 95 % от максимально возможной.

9.2.3 Расчёт параметров освоения скважины азотом

Ввиду ограниченного запаса газообразного азота в цистернах АГУ при освоении скважин особенно остро ставится вопрос о его экономном расходовании. До начала освоения с целью обоснования процесса требуется определение основных параметров освоения – необходимого объёма азота, длительности освоения, давления закачки на устье, предельной глубины спуска лифта, при которой возможно освоение газообразным азотом при располагаемом рабочем давлении азотных установок, и др.

Необходимый объём газообразного азота для вытеснения жидкости в скважине, заполненной до устья, определяют по следующим зависимостям при условии закачки:

- в лифт

$$V_{0л} = 8{,}1 \cdot d_0^2 \cdot H \cdot p_{ср} \cdot \frac{273{,}2}{273{,}2 + t_{ср}}; \qquad (9.2)$$

- в затрубное пространство

$$V_{0затр} = 8{,}1 \cdot \left(D^2 - d_в^2\right) \cdot H \cdot p_{ср} \cdot \frac{273{,}2}{273{,}2 + t_{ср}}, \qquad (9.3)$$

где $V_{0л}$, $V_{0затр}$ – объём газообразного азота, м^3; H – глубина спуска лифта (НКТ), м; d_0, $d_в$ – соответственно внутренний и внешний диаметры подъёмных труб, м; D – внутренний диаметр обсадной колонны, м; $p_{ср}$ – среднее давление в полости скважины, заполняемой газом, МПа:

$$p_{ср} = \frac{p_у + p_б}{2}; \tag{9.4}$$

$p_б$ и $p_у$ – давление закачиваемого азота соответственно у башмака лифта и на устье, МПа:

$$p_б = H \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-5}; \tag{9.5}$$

$$p_у = \frac{p_б}{e^{1,2 \cdot 10^{-4}} \cdot H \cdot \rho_a}, \tag{9.6}$$

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, находящейся в скважине, кг/см^3; H – глубина спуска лифта, м; ρ_a – относительная плотность азота по сравнению с плотностью воздуха $(\rho_a = 0{,}97)$.

Продолжительность процесса определяется по формуле

$$T = \frac{1{,}2 \cdot V_0}{60 \cdot q_a}, \tag{9.7}$$

где T – длительность работы, ч; V_0 – суммарная производительность азотных установок, участвующих в работе; 1,2 – коэффициент, учитывающий подготовительные работы и остановки; q_a – расход азота при закачке в скважину, м^3/мин.

Длительность освоения скважины превышает длительность закачки азота в лифт. Соответственно увеличится объём рабочего агента на величину

$$V_a = 60 \cdot q_г \cdot T_a \tag{9.8}$$

(T_a = 2 ÷ 6 часов по опыту освоения скважин на Битковском месторождении).

Полное потребное для освоения скважины количество газообразного азота

$$T_п = V_{0(л,\ затр)} + V_a. \tag{9.9}$$

Предельное снижение уровня при вызове притока путём вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом составляет:

- 2700 м, если скважина была заполнена водой;
- 3300 м, если скважина была заполнена нефтью (плотностью 850 кг/м^3).

Наиболее целесообразная технология освоения скважин глубиной от 2000 до 5000 м – газированными азотом системами (пеной).

9.2.4 Технология освоения скважин азотом

Технология включает работы по вызову притока из пласта и может применяться в следующих случаях:

- при освоении скважин, содержащих сероводород;

- при освоении скважин в зоне влияния подземного горения;
- при проведении работ в зимний период в условиях низких температур окружающего воздуха.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на газообразный азот служат номограммы, приведённые на рисунках 9.4 и 9.5. Пользуясь номограммами, можно определить необходимый объём газообразного азота $V_г$, максимальное устьевое (продавочное) давление p_y и продолжительность операций T от начала закачивания азота до первого пролёта его через башмак лифта или до полного осушения скважины (если это необходимо и возможно) при заданных глубине скважины H, плотности жидкости в скважине $\rho_ж$, темпе нагнетания азота и выбранном варианте закачивания (в трубы или межтрубное пространство).

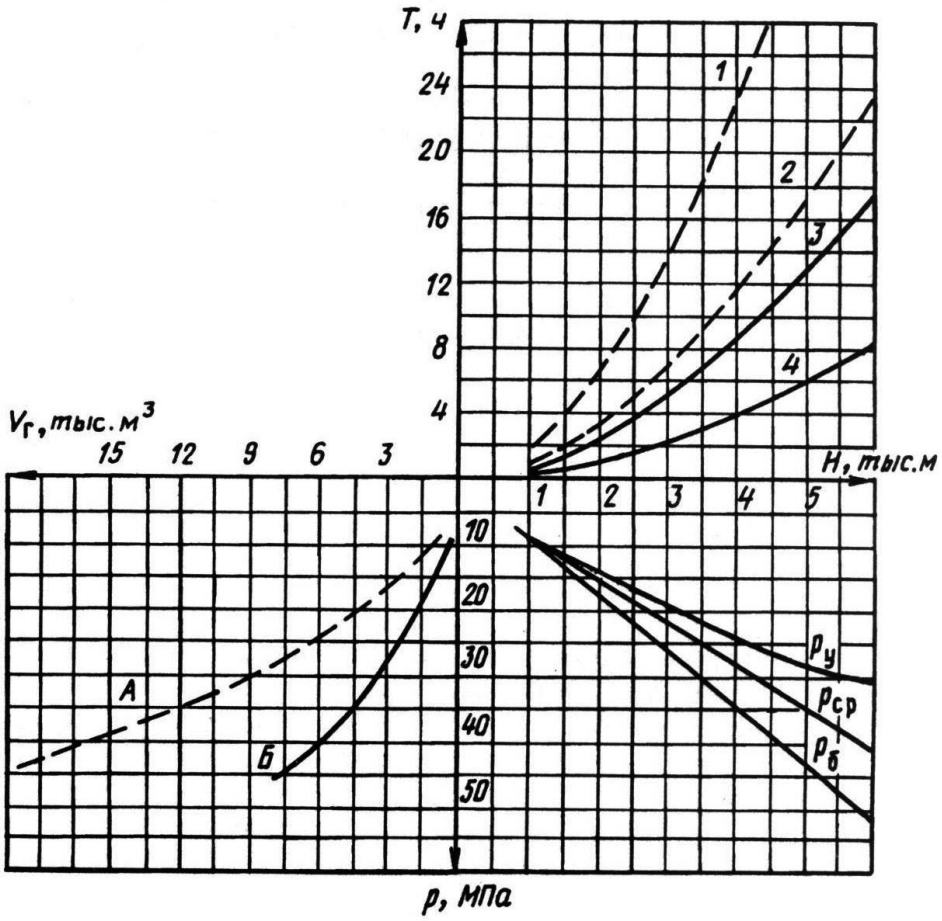


Рисунок 9.4 – Номограмма для расчёта процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_ж$ = 850 кг/м^3):

p_y, $p_б$ – соответственно давление на устье и у башмака лифта при нагнетании азота в скважину, МПа;

$p_{ср}$ – среднее давление в скважине, заполненной азотом, МПа;

А, Б – закачивание соответственно в межтрубное пространство и лифт;

$d_л$ = 73 мм; $D_к$ = 146 мм

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4
Способ закачивания	А		Б	
q_a, нм^3/мин.	6	12	6	12

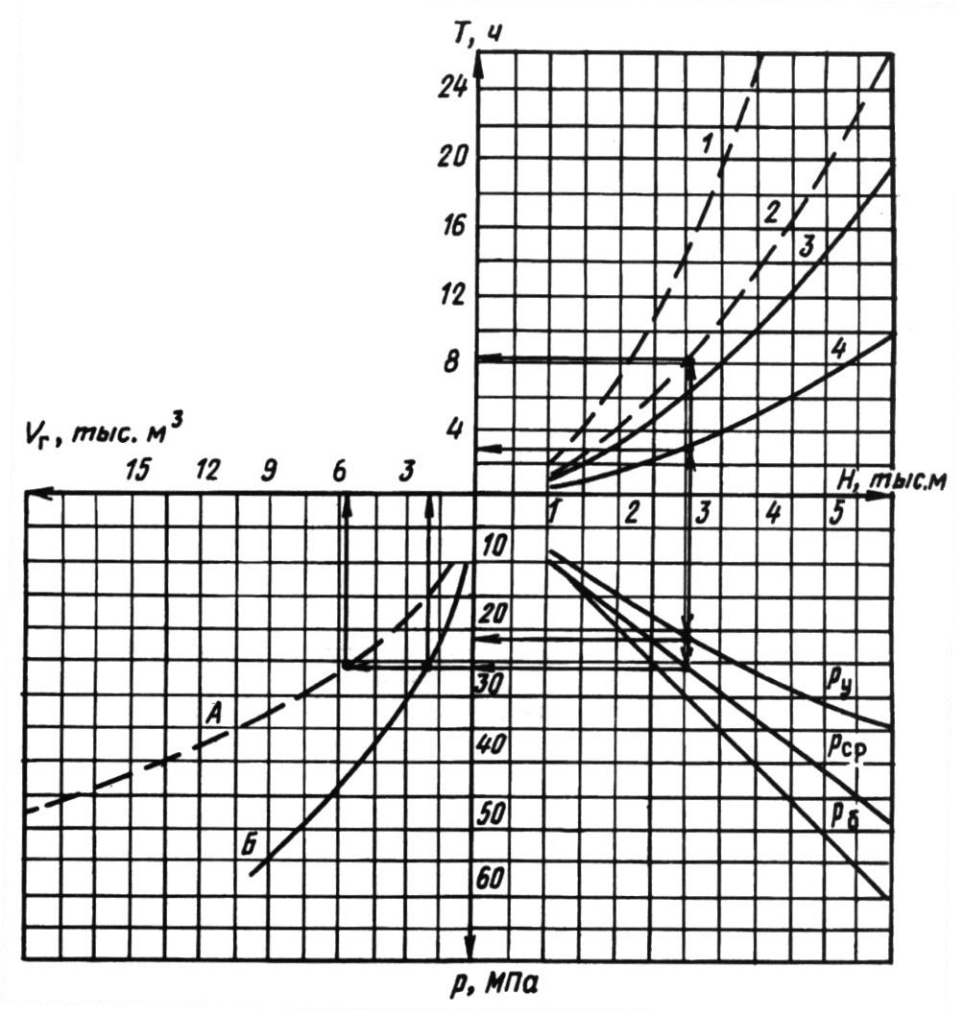


Рисунок 9.5 – Номограмма для расчёта процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_{ж}$ = 1000 кг/м^3):
условные обозначения см. рис. 9.4

Построение номограмм проведено для скважин, оборудованных 146-мм эксплуатационной колонной и 73-мм НКТ при различной глубине их спуска. Температура на устье скважин принята 10 °С, градиент её изменения составляет 2,3 °С на 100 м глубины. Расход газа принят равным 6 и 12 нм^3/мин.

Порядок пользования номограммами указан стрелками. Так, в случае применения двух установок АГУ-8К (12 нм^3/мин.) для освоения скважины, заполненной до устья жидкостью плотностью 1000 кг/м^3, к моменту прорыва газа через башмак лифта (при H = 3000 м) необходимо осуществить закачивание (см. рис. 9.5) 2,1 тыс. нм^3 азота в лифт (при прямой промывке) или 5,5 тыс. нм^3 азота в межтрубное пространство при обратной промывке. Длительность нагнетания при работе двух установок АГУ-8К составляет 3 и 8,2 часа соответственно. Ожидаемое устьевое давление составляет 21,8 МПа.

Объём газа, установленный по номограмме, должен быть увеличен

на значение, необходимое для дренирования пласта в начальной стадии вызова притока. Этот дополнительный объём газа $V_д$ определяется из равенства (9.8).

При пользовании номограммами решаются обратные задачи. Например, можно определить предельную глубину освоения по располагаемому объёму азота и др.

Перед проведением работ по вызову притока спустить в скважину колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) до забоя и промыть скважину. Затем приподнять НКТ и установить башмак на 5–10 м выше интервала перфорации.

После оборудования устья приступить к замене жидкости в скважине на газообразный азот.

Порядок выполнения операций следующий.

Открыть устьевые задвижки 11, 13, 15 и закрыть задвижки 10, 14, 16, 17 (см. рис. 9.2).

С помощью газификационных установок 1 по шлангам высокого давления 3 через обратные клапаны 4 осуществить подачу газообразного азота в межтрубное пространство скважины через «гребёнку» 5, нагнетательную линию 7 и тройник 9. Вытесняемая газообразным азотом и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии 18 должна поступать в накопительную ёмкость 20.

Нагнетание в скважину газообразного азота следует осуществлять в расчётном объёме, не превышая максимального рабочего давления газификационных установок. При необходимости снижения продавочного давления в скважину следует закачать порцию воды, обработанной ПАВ, или нефти.

Контроль за процессом закачивания газообразного азота в скважину вести по показаниям манометра 8 на нагнетательной линии 7 и на щитах управления газификационных установок.

По мере нагнетания газообразного азота в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва (пролёта) газа через башмак НКТ, после чего оно начинает резко уменьшаться.

Во избежание выброса жидкости и газообразного азота на выкиде скважины 18 необходимо регулировать противодавление в трубном пространстве скважины с помощью задвижки 15, оборудованной штуцером.

Подачу газообразного азота в скважину (при отсутствии притока) вести в количестве, необходимом для создания максимально возможной депрессии на пласт, после чего закрыть задвижку 11 и при открытых задвижках 15 и 16 на выкиде поставить скважину на ожидание притока на период до 48 часов с прослеживанием уровня жидкости в скважине.

При появлении даже незначительных признаков нефти или нефтяного газа продолжить вызов притока для очистки призабойной зоны пласта, затем закрыть трубное и межтрубное пространство скважины и следить за подъёмом давления на устье.

При повышении давления на буфере до величины, достаточной для работы скважины, в системе сбора закрыть задвижки 15 и 16, отсоединить

трубопровод 18, поставить на место его подключения заглушку и открыть задвижки 15 и 17, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор 19.

9.2.5 Технология освоения скважин газированной азотом жидкостью (пеной)

Технология предназначена для вызова притока нефти и газа из пласта и должна применяться для создания глубоких депрессий на пласт при плавном темпе снижения забойного давления и с целью экономии азота.

Выбор режима освоения заключается в следующем. Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на пену с последующим её самоизливом, независимо от диаметров обсадной колонны и лифта, служат номограммы, приведённые на рисунке 9.6.

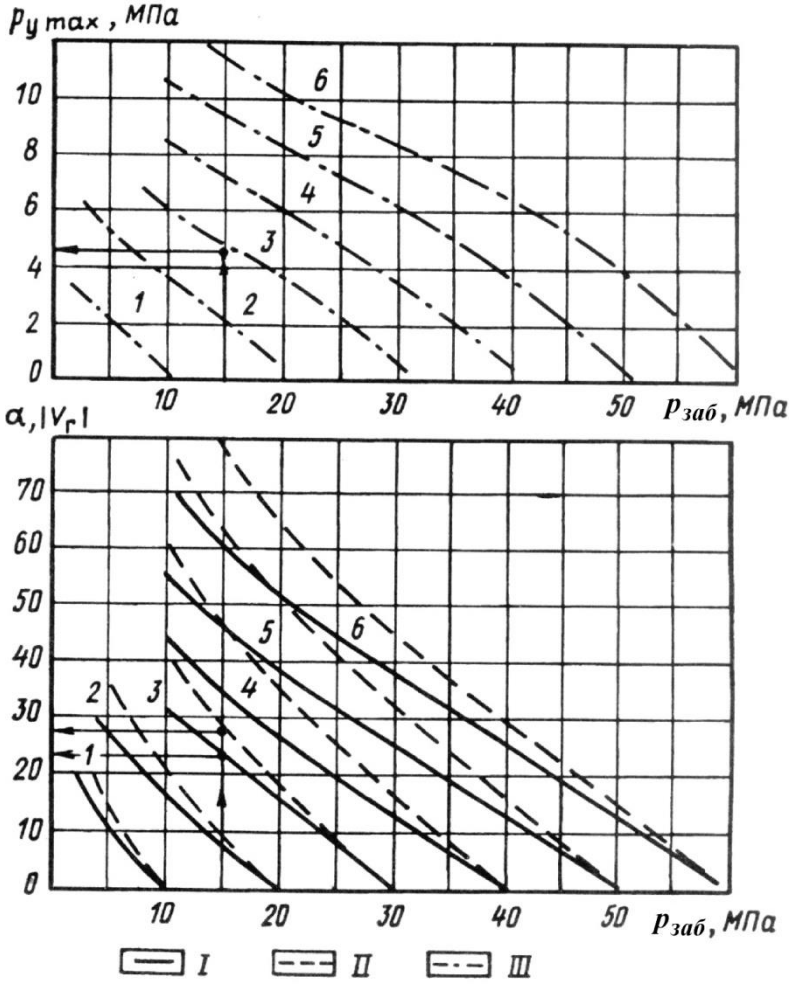


Рисунок 9.6 – Номограммы для расчёта процесса вызова притока из пласта с применением пены с последующим её самоизливом из скважины ($\rho_{ж}$ = 1000 кг/м^3):

I – относительный объём газа $|V_г|$; II – степень газификации α;

III – максимальное устьевое давление $p_{y\,max}$;

1, 2, 3, 4, 5, 6 – глубина осваиваемой скважины соответственно 1000, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 м;

$p_{заб}$ – забойное давление; α, $|V_г|$ – безразмерные величины

Пользуясь номограммами, можно определить необходимую степень газификации α, объём газообразного азота $V_г$ и максимальное устьевое (продавочное) давление $p_{y\,\max}$, обеспечивающие требуемое забойное давление $p_{заб}$ при заданных глубине скважины H и плотности жидкости в скважине $\rho_{ж}$ = 1000 кг/м^3.

Необходимый объём газообразного азота определяется из равенства

$$V_г = |V_г| \cdot V_c, \tag{9.10}$$

где $|V_г|$ – относительный объём газообразного азота, который определяется по номограмме; V_c – объём пространства скважины, в которое производится нагнетание пены, м^3.

Требуемый объём пенообразующей жидкости определяется по зависимости

$$V_{ж} = |V_г| \cdot \frac{V_c}{\alpha}, \tag{9.11}$$

где $|V_г|$, α – известны из номограммы (см. рис. 9.6).

Например, при H = 3000 м, $\rho_{ж}$ = 1000 кг/м^3 и $p_{заб}$ = 15,0 МПа значения α, $p_{y\,\max}$, $|V_г|$ соответственно составляют 28; 4,8 и 22 МПа. Отсюда согласно формулам (9.10) и (9.11):

$$V_г = 22 \cdot V_c \text{ (нм}^3\text{)};$$

$$V_{ж} = 22 \cdot \frac{V_c}{28} \text{ (м}^3\text{)}.$$

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине пеной с её самоизливом и последующим «осушением» скважины газообразным азотом, независимо от диаметра колонны и лифта, служат номограммы, приведённые на рисунках 9.7 и 9.8.

Пользуясь номограммами, можно определить требуемый (минимальный) объём газа $V_г$, в том числе для приготовления пены $V_{пж}$, необходимую степень газификации α и максимальное продавочное давление на устье $p_{y\,\max}$, обеспечивающие забойное давление $p_{заб}$ при заданных глубине скважины H, плотности жидкости в скважине $\rho_{ж}$ и условии минимизации объёма используемого азота ввиду ограниченных возможностей азотных установок по запасу жидкого азота.

Объём пенообразующей жидкости определяется из уравнения

$$V_{ж} = |V_{пж}| \cdot \frac{V_c}{\alpha}, \qquad (9.12)$$

где значения $|V_{пж}|$ и α известны из номограммы (см. рис. 9.7).

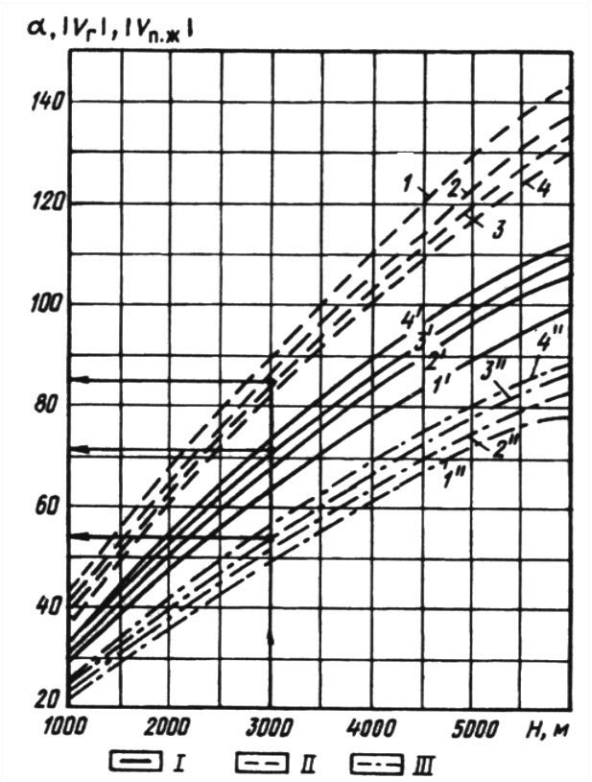


Рисунок 9.7 – Номограмма для расчёта процесса вызова притока из пласта пеной с самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:

I – минимально необходимый относительный объём газа $|V_г|$;

II – степень газификации α;

III – относительный объём газа для приготовления пены $|V_{пж}|$;

1 (1′,1″), 2 (2′, 2″), 3 (3′, 3″), 4 (4′, 4″) – плотности жидкости в скважине соответственно 800, 900, 1000, 1100 кг/м^3;

α, $|V_г|$, $|V_{пж}|$ – безразмерные величины

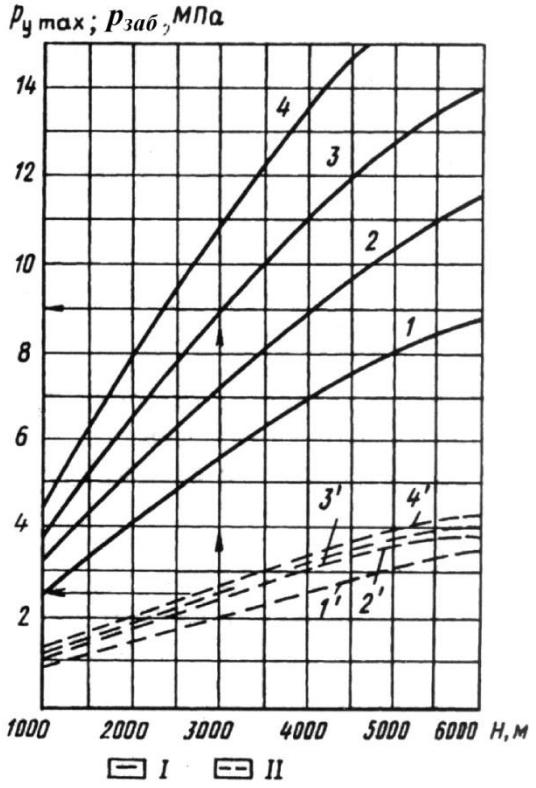


Рисунок 9.8 – Номограммы для расчёта процесса вызова притока из пласта пеной с её самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:

I – максимальное устьевое давление $p_{y\,max}$;

II – забойное давление $p_{заб}$;

1 (1′), 2 (2′), 3 (3′), 4 (4′) – плотности жидкости в скважине соответственно 800, 900, 1000, 1100 кг/м^3

После оборудования устья приступить к промывке скважины пеной. Открыть задвижки 12, 18, 19 и 22, закрыть задвижки 20, 21, 24 и 25 (см. рис. 9.3). С помощью цементировочного агрегата 6 и азотных газификационных установок произвести приготовление и нагнетание газированной жидкости (пены) в межтрубное пространство скважины по нагнетательной линии 15, обвязанной с фонтанной арматурой.

Требуемая степень газификации α достигается за счёт регулирования подачи пенообразующей жидкости в смеситель 14 с помощью делителя расхода жидкости 8 при неизменном расходе газа, также подаваемого в смеситель 14.

Например, изменение расхода пенообразующей жидкости от 1 до 4 л/с при постоянной подаче азота 200 л/с, что соответствует одновременной работе двух установок АГУ-8К, обеспечивает регулирование α от 50 до 200.

Пенообразующая жидкость подаётся агрегатом 6 в смеситель 14 через делитель расхода 8, фильтр 10 и обратный клапан 4. Азот подаётся в смеситель 14 по газовым линиям 3 через обратные клапаны 4.

Заданный расход пенообразующей жидкости обеспечивается путём поддержания постоянным определённого перепада давления на штуцере 13 посредством регулирования степени открытия вентиля (вентилей) делителя расхода 8.

Контроль за перепадом давления на штуцере 13 осуществляется по манометрам 11 и 31, а за расходом жидкости – по изменению её уровня в ёмкости насосного агрегата 6, куда сбрасывается избыток жидкости по линии 7.

Регулирование соотношения подаваемых в скважину количеств азота и жидкости следует осуществлять таким образом, чтобы исключалось образование газовых пробок в скважине и резкое колебание давления при нагнетании смеси в скважину.

Вытесняемая газированной жидкостью (пеной) и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии 26 поступает в накопительную ёмкость 28.

Контроль за процессом закачивания газированной азотом жидкости (пены) следует вести по показаниям манометров 11, 31 и 16, манометров на щитах управления газификационных установок 1 и на насосе цементировочного агрегата 6.

По мере нагнетания газированной азотом жидкости (пены) в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва пены через башмак лифта, после чего оно начинает уменьшаться.

После первого прохождения пены через башмак лифта необходимо уменьшить подачу пенообразующей жидкости и вести промывку скважины при повышенной степени газификации или приступить к осушению скважины газообразным азотом.

При использовании аэратора или тройника в качестве смесителя давление пенообразующей жидкости, подаваемой в смеситель 14 насосным агрегатом 6 (см. рис. 9.3), не должно превышать предельно максимального давления, развиваемого азотной газификационной установкой 1, с учётом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры.

Если это условие не выполняется, то следует вместо аэратора использовать эжектор.

Для обеспечения устойчивой работы эжектора в процессе нагнетания пены необходимо поддерживать давление жидкости на входе в сопло эжектора не менее чем в 1,5–2,0 раза выше давления, получаемого на вы-

ходе эжектора или на устье скважины.

Давление газа на выкиде азотных установок в процессе нагнетания газированной жидкости (пены) должно постепенно возрастать. В случае повышения давления газа до величины, максимально допустимой для АГУ-8К или эксплуатационной колонны, следует кратковременно (на 2–3 мин.) остановить подачу газообразного азота, продолжая закачивание жидкости насосным агрегатом для снижения давления нагнетания.

После окончания промывки скважины пеной закрыть задвижку 18, открыть задвижку 24 и осуществить в течение не менее 1,5 часов самоизлив пены одновременно из трубного и межтрубного пространств скважины по трубопроводу 26 в накопительную ёмкость 28.

При отсутствии признаков притока нефти и газа после самоизлива пены в течение первых 1,5 часов необходимо продолжить самоизлив до его окончания. При отсутствии притока также следует поставить скважину на ожидание притока на период до 48 часов с прослеживанием уровня в скважине.

При наличии притока нефти и газа закрыть задвижки 22 и 24, отсоединить трубопровод 26, установить на место его подключения заглушку и открыть задвижки 22 и 25, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор 27.

Величина создаваемой депрессии на забое не должна превышать предельно допустимых значений, определяемых геолого-техническими условиями и расчётом на прочность обсадной колонны на смятие наружным давлением.

9.2.6 Исследование процессов освоения скважин азотом

Для решения практических задач по выбору рациональной технологии освоения скважин проведены измерения затрубного, буферного и забойного давлений при освоении азотом ряда скважин.

Характерным для условий Прикарпатья является освоение скважины № 615 Битковского месторождения (рис. 9.9). Данные об изменении перепадов давления при освоении представлены в таблице 9.3, а сведения о технологии освоения скважины – в таблице 9.4.

Скважина № 615 вскрыла фильтром менилитовые отложения на глубине 2962–3100 м. Дополнительно в интервале 2913–2825 м пласт вскрыт ПКС-105.

Глубинный манометр был опущен на глубину 2835 м, что на 7 м ниже башмака лифта, поэтому $p_б = p_м$. Пластовое давление на глубине 2810 м составляло 22,4 МПа.

При давлении в затрубном пространстве 14,0 МПа (до начала освоения) забойное давление у башмака труб составляло 22,4 МПа, т.е. практически соответствовало пластовому давлению. Расчётное давление у башмака на глубине спуска лифта равнялось 17,0 МПа. Высота столба нефти в затрубном пространстве достигала 640 м. В этих условиях начали нагнетать в скважину азот с расходом 5,3 м^3/мин. и нефть с расходом 10–13 л/мин. (закачано 2 м^3 нефти). Примерно через 1 час от начала закачки нагнетательная линия длиной 1,3 км была заполнена азотом, давления в затрубном пространстве и линии выравнялись (14,0 МПа), а затем нача-

лось увеличение давления в затрубном пространстве до 15,0 МПа. При $p_б$ = = 22,4 МПа начался пролёт газа через башмак лифта. Последующие 4 часа происходил выброс жидкости и газа через 8-мм штуцер, сопровождавшийся снижением $p_{затр}$ до 4,7 МПа и $p_б$ до 6,0 МПа.

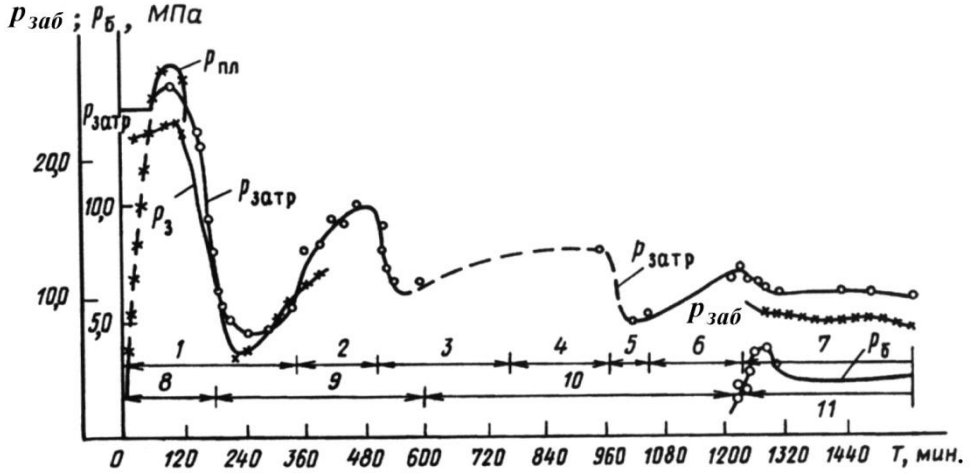


Рисунок 9.9 – Изменение давлений при освоении скважины № 615 Битковского месторождения азотом (закачка в затрубное пространство):

$p_б$, $p_{затр}$, $p_{заб}$ – соответственно буферное, затрубное и забойное давления, МПа;

$p_{пл}$ – давление в линии нагнетания азота длиной около 1,3 км;

1 – накопление давления, выброс и работа скважины; 2 – слабый выход азота после пролёта, вторичное накопление давления азота в затрубном пространстве; 3 – выброс и работа; 4, 6 – слабый выход газа, естественное накопление давления в затрубном пространстве за счёт притока из пласта; 5, 7 – выброс и работа скважины; 8 – нагнетание азотно-нефтяной смеси в соотношении 400 : 1 в течение 150 мин.; 9, 11 – нагнетание азота с расходом 5,3 м^3/мин.; 10 – естественное накопление и выбросы при закрытом затрубном пространстве и открытом лифте (всего закачано в затрубное пространство 2 м^3 нефти и 3000 м^3)

Таблица 9.3 – Параметры освоения скважины № 615 Битковского месторождения

Время с начала процесса, мин.	Состояние скважины	Измеренное давление, МПа		Расчётное $p'_б$ по зависимости (9.5)	$\Delta p_1 = p_б - p'_б$	Депрессия на пласт $\Delta p_2 = p_{пл} - p_б$, МПа	
		$p_б$	$p_{затр}$			по замеру	по расчёту
30	до освоения	22,4	14,0	17,0	0,1	0	0
220	первый выброс	6,0	4,7	6,2	– 0,2	16,4	16,1
240		6,0	4,5	6,0	0	16,4	16,4
270		7,0	4,6	6,2	0,8	15,4	16,2
300		8,6	4,8	6,4	22	13,8	16,0
330	накопление	9,8	6,0	8,0	1,8	12,6	14,4
360		11,0	7,2	9,6	1,4	11,4	12,8
540	второй выброс	–	6,3	8,5	–	–	13,9
570		–	6,0	8,2	–	–	14,2
1020	третий выброс	–	4,7	6,3	–	–	16,1
1050		–	5,0	6,7	–	–	15,7
1290	четвёртый	8,5	6,1	8,2	0,3	13,9	14,2

1320	выброс и работа скважины	8,6	6,0	8,1	0,4	13,8	14,3
1380		8,0	6,0	8,0	0	14,4	14,4
1500		8,1	6,0	8,1	0	14,3	14,3

Таблица 9.4 – Данные освоения скважин азотом

Номер скважины	Вскрытый интервал, м	Глубина спуска лифта, м	Затрубное давление до освоения, МПа	Расход азота, $м^3$/мин.	Объём закачанного азота, тыс. $м^3$	Место закачки азота	Давление в начале пролёта, МПа	Длительность работы установок, в том числе до первого пролёта, ч	Закачанная жидкость при аэрации		Режим работы скважины после освоения		
									тип	количество	диаметр штуцера, мм	дебит нефти, т/сут.	газовый фактор, $м^3$/т
616	2515–2810	2711*	4,8	12	4,5	затрубное пространство	17,2	6,2 / 6,2	–	–	фонтанировала периодически, затем заглохла		
615	2825–3100	1816* 1011**	14,0	6	5,04		15,0	14 / 0,7	нефть	2	8	2,2	1828
303	3050–3020	3021,9*	1,8	12	7,0		17,8	10,4 / 10,4	нефть	5	6	5	275
534	1825–2037	239,6** 1576,3*	0	12	4,2	лифт	7,5	8	дизтопливо	5	6	3,3	2616
582	2258–2325	817* 1205**	2,0	12	3,5		13,0	5	–	–	6	1	900
554	1993–2265	1994*	8,6	12	3,0	затрубное пространство	9,2	4 / 4	–	–	13	5	2080
643	2543–2716	2498,3*	11,5	12	3,2		14,9	4,5 / 3,5	–	–	после пролёта скважина заглохла		
472	2191–2056	2096*	10,4	6	4,2		13,4	6 / 6	–	–	8	3,7	9218
648	1893–1764,1	1567,5*	3,0	12	3,6	лифт	13,0	5	–	–	8	2,5	2220
562	2234–2334	2060,6*	0,9	12	2,8	затрубное пространство	12,0	4 / 4	–	–	после пролёта скважина заглохла		
562	2234–2334	2060,6*	2,0	6	2,5	лифт	9,0	7	–	–	10	4	3100
21МД	2810–2814	2800*	3,0	12	1,6		7,0	2,2 / 0,25	вода	14	скважина закрыта, ожидает подключения к выкидной линии $p_б$ = 2 МПа $p_{пл}$ = 21,5 МПа		
17М	4480–4500	21/2–4470*	0	12	7,0		20,0	9,5 / 1,5	вода	15	скважина после 4-го пролёта проработала 4 часа, затем заглохла		

Примечание. * Диаметр лифта 63,5 мм.
** Диаметр лифта 50,8 мм.

Сопоставляя данные об изменении давлений (см. рис. 9.9 и табл. 9.3), можно судить о процессах, происходящих в стволе скважины при освоении. Так, при первом выбросе произошло резкое снижение противодавления на пласт (Δp_2 = 16,4 МПа), вызвавшее активный приток в скважину. Вследствие этого на 330 мин. с начала освоения скважина перестала подавать продукцию на поверхность. Одновременно наблюдался активный приток жидкости в ствол скважины (270–300 мин.), а далее происходило перераспределение жидкости в лифте и в затрубном пространстве (330–360 мин). Это видно по изменению перепада замеряемого и расчётного давлений у башмака (см. табл. 9.3). Расчётная величина гидрозатвора, образованного столбом нефти в затрубном пространстве в конце первого выброса, составила приблизительно 260 м.

Высота столба в затрубном пространстве (м):

$$h = \frac{10^6 \cdot \left(p_б - p'_б\right)}{\rho_{ж} \cdot g}, \qquad (9.13)$$

где $p_б$, $p'_б$ – измеренное и расчётное по (9.5) давления у башмака; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Для продавливания столь мощного гидрозатвора при втором выбросе опять пришлось «накопить» в затрубном пространстве 10 МПа, что произошло только через 3 часа после окончания первого выброса. При втором выбросе, характеризующемся снижением $p_{затр}$ до 6 МПа и $p_б$ до 8,3 МПа, достигнута несколько меньшая депрессия на пласт (Δp_2 = 14,4 МПа). После второго выброса закачка азота была приостановлена. В это время произошло ещё два цикла накопления и выброса, но уже за счёт естественной пластовой энергии. При третьем выбросе максимальное значение $p_{затр}$ составляло 8 МПа, а при пролёте оно снизилось до 4,8 МПа. При четвёртом выбросе значение $p_{затр}$ было равно 7 МПа и снизилось до 6 МПа. Далее скважина фонтанировала ещё 5 часов при одновременной подпитке азотом.

Отметим, что в процессе четвёртого выброса и при работе скважины, когда режим работы пласта и подъёмника был близок к установившемуся, различий между замеренным и расчётным давлениями у башмака практически не наблюдается (см. табл. 9.3).

Скважина № 615 была освоена только после трёхкратного полного (до башмака лифта) снижения уровня азотом и промежуточного дренирования сжатым газом из промысловой сети высокого давления.

Как видно из приведённых данных, освоение скважины путём закачки азота в затрубное пространство характеризуется большими изменениями давления на забой (> 10 МПа), нерациональным расходованием газа в конце выброса и удлинением срока освоения ввиду необходимости повторного повышения давления для последующих выбросов при втором пролёте и т.д. До момента создания депрессии на пласт и отбора первых порций жидко-

сти из него при первом пролёте обычно задалживается длительное время, что обусловлено большим объёмом затрубного пространства. Это в некоторых случаях недопустимо, например, при необходимости немедленного удаления отреагированной кислоты в процессе кислотной обработки.

Время, требуемое для начала отбора пластовой жидкости, может быть существенно сокращено, если азот закачивать в лифт. При этом также снижается амплитуда колебаний давления, сокращается непроизводительный расход газа и может быть снижено начальное пусковое давление (например, за счёт стравливания газа, накопившегося в затрубном пространстве).

В этом отношении интересен опыт освоения скважины № 582, где через 1,6 часа после начала закачки азота в лифт с расходом 12 м^3/мин. давление увеличилось до 13 МПа, а затем начало плавно снижаться. Через 4 часа после прорыва газа через башмак лифта буферное давление снизилось до 4,1 МПа, а затрубное при работе на амбар – до 12 МПа. Скважина начала фонтанировать. Подобное плавное снижение давления наблюдалось в скважине № 534 (рис. 9.10).

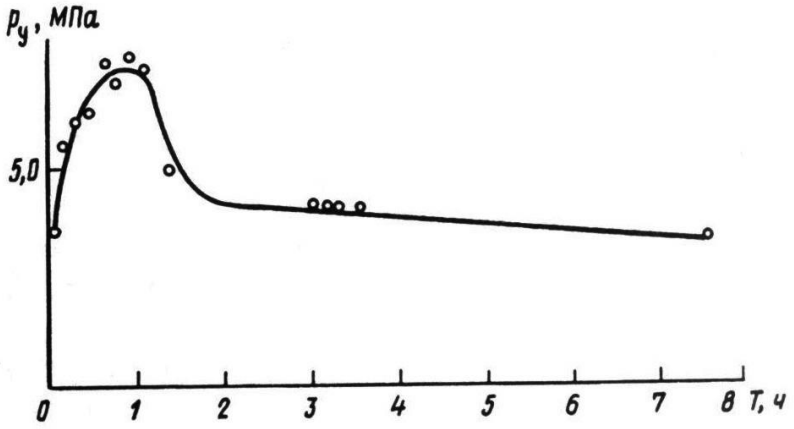


Рисунок 9.10 – Изменение устьевого давления при освоении скважины № 534 Битковского месторождения азотом (закачка в лифт)

Перед освоением скважины № 17 площади Монастырище глинистый раствор заменили на воду. Затем в 63,5-мм лифт, спущенный до глубины 4470 м, закачивали двумя АГУ-8К азотно-водяную смесь при степени аэрации 1:60.

Через 1,5 часа от начала закачки при давлении нагнетания 11,0 МПа начался выброс газированной жидкости из затрубного пространства. Давление нагнетания снизилось до 7,5 МПа. Далее перешли на нагнетание в лифт только азота с расходом 12 м^3/мин. При этом наблюдалось трёхкратное повышение давления нагнетания до 18–20 МПа и снижение его на 5–3 МПа. После закачки 6800 м^3 азота скважина периодически выбрасывала нефть, однако устойчиво не фонтанировала. Периоды нагнетания газа до очередных выбросов жидкости составляли 1,5–2,0 часа, а длительность выбросов – 20–60 мин.

Таким образом, путём закачки азота в лифт удаётся снизить колебания забойного давления при освоении и уменьшить непроизводительные потери энергии при пролётах газа через башмак лифта. Измерение колебаний давления на устье скважины и у башмака лифта при освоении даёт возможность оценить положение уровней в стволе скважины на различных этапах процесса, полнее описать его и совершенствовать технологию работ.

9.2.7 Опыт освоения скважин азотом

Первая опытная работа по продувке сжатым азотом выполнена 5 августа 1970 года в скважине № 502 Битковского месторождения при глубине спуска лифта 1650 м. В затрубное пространство скважины, заполненное нефтью, между 146-мм колонной и 50,8-мм лифтом закачивали газифицированный азот. Через 7 часов при давлении 11,5 МПа произошёл пролёт газа. После закачки 3 м^3 нефти скважина начала фонтанировать.

В объединении «Укрнефть» выполнено более 300 скважино-операций по освоению. Сведения о наиболее характерных процессах приведены в таблице 9.4. Работы проводили в скважинах с глубиной спуска лифта 1800–4470 м путём нагнетания азота в лифт или в затрубное пространство. До начала освоения скважины были заполнены нефтью или водой. В затрубном пространстве до закачки азота обычно давление газа составляло до 3 МПа, а в ряде случаев до 10 МПа за счёт притока из пласта или нагнетания по системе газлифта. При нагнетании чистого азота в лифт длительность освоения обычно не превышала 5–8 часов. Если закачка велась в затрубное пространство, то только для достижения первого пролёта требуется в данных условиях приблизительно 10 часов.

Для снижения пускового давления и ускорения процесса на отдельных этапах применяли метод аэрации. При этом в скважины №№ 534Б, 303Б, 21МД, 17М и др. закачивали 2–15 м^3 жидкости (дизтоплива, нефти, воды) при степени аэрации 1:60 ÷ 1:480. Аэрацию осуществляли на начальном этапе до пролёта через башмак лифта, а после снижения давления нагнетания переходили на закачку чистого азота.

Как правило, везде было достигнуто снижение уровня в соответствии с планом работ. Только в некоторых случаях (5 скважино-операций) освоение было прекращено ввиду пропусков в лифте или выхода из строя установок.

Иногда неудачи обусловливались неправильным выбором технологии (скважины №№ 630 и 643), когда величина давления 22 МПа была недостаточной для продавки азота через башмак лифта. В ряде случаев, если запас жидкого азота в ёмкостях был небольшим (около 6 м^3), а закачка велась в затрубное пространство (скважины №№ 308, 562 и 577), газообразного азота было достаточно лишь для первого пролёта, после которого скважина прекращала работу ввиду образования гидрозатвора. Так, скважина № 562 была освоена после повторной закачки азота в лифт (см. табл. 9.4). На некоторых скважинах, принятых из бурения (скважины №№ 564Б,

643Б и 616Б), многократно (2–5 раз) применяли снижение уровня азотом, однако ввиду отсутствия условий для фонтанирования (в основном из-за слабого погружения подъёмника) они были пущены в работу только после установки станка-качалки и спуска глубинного насоса.

Учитывая опыт освоения скважин азотом, необходимо иметь в виду, что успешность процесса обеспечивается только при условии правильного выбора технологии снижения уровня и при обеспечении условий для фонтанирования.

9.2.8 Совершенствование технологии освоения скважин азотом

Проектируя технологию освоения скважин азотом, исходят из необходимости осуществления процесса в сжатые сроки с использованием наименьшего количества газа.

В литературе по нефтепромысловому делу при рассмотрении процесса освоения скважин, заполненных жидкостью до устья, рекомендуется осуществлять нагнетание газа (воздуха) в затрубное пространство. Однако в зависимости от выбора метода нагнетания значительно изменяются требуемый объём газа и длительность освоения.

Соотношение объёмов газа при закачке в затрубное пространство или в лифт выразится в следующем виде:

$$V_{0з} = \frac{D^2 - d^2}{d_0^2} \cdot V_{0л}. \qquad (9.14)$$

Для 146-мм колонны и 63,5-мм лифта $V_{0з}$ примерно в 3 раза больше $V_{0л}$, соответственно длительность закачки до прорыва газа через башмак лифта возрастает примерно в 3 раза. Темп снижения противодавления на пласт изменяется в ещё большей степени, так как в затрубном пространстве до пролёта аккумулируется большая энергия, чем в лифте. После прорыва газа через башмак лифта при закачке в затрубное пространство происходит быстрое (за 1–2 часа) снижение давления в скважине и при большой депрессии в неё устремляется жидкость из призабойной зоны. Создаётся гидрозатвор в нижней части ствола скважины, для продавки которого требуется повторное, хотя несколько меньшее, чем при первом пролёте, повышение давления в затрубном пространстве (см. рис. 9.9). При первом пролёте газа большая часть энергии, накопленная в затрубном пространстве, расходуется бесполезно.

Таким образом, при освоении скважины путём закачки газа в затрубное пространство увеличиваются длительность процесса и требуемое количество газа, создаётся резкая депрессия на пласт. При закачке азота в лифт, как показывают расчёты и опыт освоения, значительно сокращается длительность закачки до пролёта газа и резко уменьшается темп снижения давления на пласт.

Иногда возникает необходимость снижения уровня в скважине путём закачки азота в затрубное пространство, например, для обеспечения глубокого снижения уровня по техническим причинам (в нижней части лифта находится плунжер или поршень) и т.д.

Ниже изложен способ сокращения времени процесса, экономии азота и уменьшения амплитуды колебаний давления на пласт при освоении скважины путём закачки газа в затрубное пространство. Сущность способа заключается в том, что в определённый момент после прорыва газа через башмак лифта к устью скважину закрывают. Именно за счёт этого достигается экономия расхода энергии газа, накопившейся в затрубном пространстве, и уменьшение амплитуды колебаний давления на пласт. При выбросе желательно, чтобы скважина работала в амбар или в отдельную ёмкость с минимальным противодавлением в линии. Тогда обеспечиваются наибольшие перепад давления между устьем и башмаком лифта и большая скорость движения столба жидкости вверх. Отметим, что при турбулентном режиме движения достигается максимальная полнота выноса жидкости на поверхность.

Для применения предлагаемого способа необходимо определить момент закрытия скважины в конце выброса и длительность закрытия на приток из пласта. Закрытие скважины осуществляют при снижении содержания жидкости в выносимой смеси. Это можно отметить, например, по снижению давления перед штуцерной камерой в полости лифта.

Длительность выдержки на накопление определим из предположения, что приток из пласта происходит по линейному закону фильтрации при постоянном коэффициенте продуктивности K и средней депрессии Δp. Таким образом:

$$Q = K \cdot \Delta p = K \cdot \left(p_{пл} - p_{заб}\right), \tag{9.15}$$

где Q – дебит скважины, м^3/сут.

Принимаем $p_{б\,ср} = p_{заб}$, и тогда

$$p_{б\,ср} = \frac{\left(p_{бн} - p_{бк}\right)}{2}, \tag{9.16}$$

где $p_{бн}$, $p_{бк}$ – давление у башмака в начале и в конце накопления, МПа.

Выброс жидкости из скважины может быть осуществлён за счёт энергии газа из затрубного пространства при соблюдении условия

$$p_{бк} \geq h_{л} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot 10^{-6}, \tag{9.17}$$

где $h_{л}$ – высота столба жидкости, поступившей на забой скважины, м;

$\rho_{ж}$ – плотность, кг/м^3.

Дебит скважины за время T определим из формулы (9.15):

$$Q = K \cdot \Delta p \cdot \frac{T}{24}, \tag{9.18}$$

а высоту столба жидкости в лифте, при условии вытеснения туда всей жидкости, поступившей в скважину,

$$h_л = \frac{Q}{S} = \frac{K \cdot \Delta p}{S} \cdot \frac{T}{24}. \qquad (9.19)$$

Подставив (9.19) в (9.17), определим T при $\rho_{ж}$ = 1000 кг/м^3 и площади поперечного сечения 63,5-мм лифта, равной S = 0,003 м^2:

$$S \le 7{,}2 \cdot \frac{p_{бк}}{K \cdot \Delta p}. \qquad (9.20)$$

В зависимости (9.20) величину $p_{бк}$ определим по (9.17), а величину коэффициента продуктивности берём по данным предыдущей эксплуатации скважины или по аналогии с другими скважинами месторождения.

Так, для условий Прикарпатья в глубоких скважинах, характеризующихся низким коэффициентом продуктивности и большими депрессиями, ориентировочно можно при втором выбросе принять Δp = 12 МПа, K = 2 м^3/(МПа · сут.), $p_б$ = 12 МПа, тогда $T \le 3{,}6$ часа. При третьем выбросе, приняв Δp = 14 МПа, $p_б$ = 8 МПа, найдём $T \le 2$ часа и т.д. Таким образом, используя данные об изменении затрубного давления при освоении, можно ориентировочно рассчитать периоды накопления. Из зависимости (9.20) видно, что с повышением давления у башмака ухудшаются условия притока и возрастает длительность накопления, однако условия выброса улучшаются. С увеличением коэффициента продуктивности продолжительность накопления сокращается обратно пропорционально его величине, поэтому способ найдёт большее применение при низких значениях коэффициента продуктивности скважин.

При выборе канала для закачки аэрированных жидкостей исходят из тех же соображений, что и при закачке газа. Для сокращения длительности целесообразно вести закачку в лифт, а для углубления депрессии – в затрубное пространство.

Для улучшения условий движения смеси и газа по лифту или по затрубному пространству при аэрации желательно добавлять вещества (пенообразователи и стабилизаторы) в соответствии с рекомендациями работ по созданию воздушно-жидкостных пен. При этом могут быть использованы все преимущества пен перед воздушно-жидкостными системами.

Применение аэрированных жидкостей и смесей, особенно пен, позволяет значительно снизить пульсацию давления на пласт при освоении по сравнению с продувкой скважин газом.

С целью снижения объёма расходуемого азота для освоения скважин и уменьшения объёма жидкости, необходимой для образования аэрированных систем, целесообразно комбинировать оба способа. При этом исходят из того, что требуемый объём газа для освоения скважины зависит от объёмов затрубного пространства и подъёмных труб и значений пластового давления и давления у башмака лифта.

Например, используя для заполнения нижней части затрубного пространства аэрированную смесь, получают следующие результаты: во-первых, увеличивается удельный вес смеси, за счёт чего уравновешивается часть веса столба в лифте, и поэтому давление в затрубном пространстве снижается; во-вторых, уменьшается объём нижней части затрубного пространства, где имеется наивысшее давление.

Так, при заполнении аэрированной смесью (степень аэрации 1:100) нижней половины объёма затрубного пространства скважины уменьшают объём азота, необходимый для заполнения полости затрубного пространства к моменту прорыва через башмак лифта, от 6000 до 3000 $м^3$. Ввиду наличия больших резервов повышения производительности при небольших затратах мощности применение азотных газификационных установок для освоения скважин очень перспективно.

9.3 Обработка скважин смесью кислотного раствора с азотом и природным газом

В нефтяной промышленности в последние годы успешно начали применять азот для увеличения эффективности кислотных обработок, несмотря на удорожание процесса примерно в 2 раза. Это объясняется увеличением эффективности кислотных обработок в присутствии азота, которое отмечается повсеместно. После обработки дебиты нефти возрастают обычно в 2–4 раза

Для обработки скважин применяют газированную азотом кислоту – азотнокислотную смесь (АКС) при содержании азота 50–700 $м^3/м^3$. Скорость закачки кислотных растворов составляет 0,1–0,3 $м^3$/мин. при давлении нагнетания до 40 МПа. Преимущества воздействия АКС связаны с движением смеси в основном по порам наибольшего диаметра. Это было также показано при изучении кернового материала после воздействия АКС методами ртутной порометрии. При нагнетании кислоты с газовой фазой в насыщенную жидкостью пористую среду несмачиваемая фаза (газ) движется по центральной части поровых каналов с опережением, так как скорость движения газа за счёт его низкой вязкости значительно выше скорости движения кислоты. Прохождение нагнетаемой смеси через расширения и пережимы пор, частое изменение направления движения, связанное с извилистостью поровых каналов, способствует турбулизации потока. При этом возникают условия для увлечения кислоты в сфере движения газа по наибольшим поровым каналам и для выборочного разложения участков поровой среды кислотным раствором, в результате чего формируются проникающие зоны значительного растворения цементирующего вещества. Нейтрализация кислоты, естественно, происходит по пути её движения с газом в порах наибольших размеров, т.е. там, где это может дать наибольший прирост проницаемости. С другой стороны, турбулизация потока вы-

зывает улучшение доставки активной кислоты в зоне движения к стенкам поровых каналов, включая и контакты обломочных зёрен. Это способствует более полному растворению глинистого цемента, разуплотнению обломочного скелета и открывает новые пути сообщения пор.

Обобщив результаты ранее выполненных лабораторных исследований и промысловых работ, можно сделать вывод, что преимущества обработки пластов кислотными растворами в смеси с газообразным азотом достигаются в основном за счёт быстрого и более полного извлечения из обработанной части пласта отработанного кислотного раствора, продуктов реакции и продавочных жидкостей, рационального использования химической активности кислотного раствора в поровом пространстве с точки зрения максимального увеличения проницаемости пласта, более глубокого проникновения активного кислотного раствора, роста плотности пор и числа соединяющих каналов, в результате чего предотвращается образование в прискважинной части пласта жидкостных барьеров.

Рассмотрим характеристику коллекторов в аспекте применения кислотного воздействия для увеличения проницаемости пород в призабойной зоне скважины.

Нефтегазовые залежи Прикарпатья характеризуются низкопроницаемыми, слабокарбонатными, песчано-алевритовыми коллекторами. Один из основных способов воздействия на разрабатываемые залежи – кислотная обработка.

Коллекторами нефти и газа на месторождениях Прикарпатья являются песчаники и алевролиты эоценового и олигоценового возраста. Основной породообразующий минерал (кварц) составляет 70–95 % породы, встречается глауконит – до 5–20 %. Содержание цемента колеблется от 3 до 30 %. Цементы глинистые, карбонатные или смешанные.

Кластические породы, обладающие одинаковыми химическим и гранулометрическим составом, окатанностью зёрен, глинистостью, карбонатностью и другими сходными свойствами, характеризуются различной степенью уплотнения – от слабо- до сильноуплотнённых. Отличительными признаками являются устанавливаемые под микроскопом различия в плотности упаковок зёрен, характере и протяжённости контактов между зёрнами, строении порового пространства. В слабоуплотнённых кварцевых мелкозернистых песчаниках с открытой пористостью 15–20 % и проницаемостью до сотых долей квадратного микрометра отмечаются хорошо разветвлённые поры трёх-, четырёх- и пятизернового сечений. Эти коллекторы приурочены к присводовым частям складок на глубине 2200–3200 м и распространены в эоценовых залежах Долинского и Северо-Долинского месторождений.

Песчаники такого же состава, но значительно более уплотнённые, характерны для менилитовых залежей (глубина 1600–4500 м) Долинского, Струтынского месторождений и др. В песчаных коллекторах этих месторождений резко преобладают плохо сообщающиеся поры трёхзернового

сечения (80–95 %). При этом пористость и проницаемость снижаются до минимальных значений – соответственно 10–5 %, тысячные-десятитысячные доли квадратного микрометра.

Промышленные коллекторы рассматриваемых залежей отличаются невысокой карбонатностью (2–15 %) при средних значениях для различных залежей от 1,0 до 5,7 %. Около 30 % обследованных образцов (объём выборки 600 образцов) составляют некарбонатные коллекторы.

Установление наличия низкокарбонатных продуктивных коллекторов с различной степенью уплотнения явилось основой, на базе которой определился подход к выбору рецептуры кислотных растворов для обработки скважин.

Нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) приурочена к коллекторам с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 4–12 %, проницаемость $(0{,}5 \div 140) \cdot 10^{-3}$ мкм^2). К ним относятся верхневизейские, намюрские и нижнекарбоновые толщи. Характерный пример указанных отложений – коллекторы нижнего карбона Глинско-Розбышевского и Чижевского месторождений, залегающие на глубине 3200–4000 м. Они представлены полимиктовыми песчаниками и в меньшей мере алевролитами, состоят из кварца, полевых шпатов, слюдисто-глинистых пород, кварцитов и гранитов. Среди обломочного материала преобладают глинистые и слюдисто-глинистые разности. Содержание цемента изменяется от 1 до 20 %, состав смешанный – карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный.

Размер пор в шлифах 0,01–0,12 мм. Ухудшение коллекторских свойств происходит за счёт увеличения количества цемента, а также уплотнения обломочных зёрен кварца с возникновением бесцементных участков, в которых зёрна скреплены в результате регенерации и вдавливания. Существенный фактор в изменении фильтрационных свойств – соотношение кварцевых зёрен и обломков глинистых пород: участки, сложенные глинистыми обломками, менее проницаемы из-за деформирования глинистых обломков до состояния цементирующего материала.

9.3.1 Исследование кислотного воздействия с добавлением газа. Особенности кислотной обработки поровых слабокарбонатных коллекторов

При выборе рецептуры и проектировании технологии кислотного воздействия на слабокарбонатные песчаники необходимо решать задачи повышения и сохранения увеличенной проницаемости скелета пласта за счёт расширения и очистки его пор и трещин без ощутимого нарушения прочности породы. Продукты реакции должны быть извлечены до начала вторичных реакций, приводящих к образованию осадков и закупорке порового пространства.

На результат кислотной обработки влияют пластовые условия (температура, давление, размер пор и трещин), состав пласта и насыщающих

его жидкостей, рецептура раствора и другие факторы, воздействие которых оценивают путём лабораторных экспериментов по изменению проницаемости пород, подвергаемых обработке при фильтрации и выдержке в них кислотных растворов. При проведении лабораторных экспериментов приближение к пластовым условиям достигалось за счёт нагрева образца породы и фильтруемой кислоты до пластовой температуры (80 °С), создания противодавления (10 МПа) на выходе из образца, подбора режима при фильтрации кислотных растворов, выдержки растворов в поровом пространстве при заданных температуре и давлении.

Разработано несколько модификаций установок с полной изоляцией металлических частей от воздействия кислоты в результате применения пластмассовых покрытий. Как показали анализы проб кислоты, отобранных после хранения её в установке в течение 1 сут., содержание железа не превышало 0,01–0,06 %. Исследования проводили на коротких (3–4 см) или длинных (до 32 см) составных образцах пород, состоящих из набора коротких кернов. До нагнетания кислоты и после него проверяли проницаемость составного образца и его частей.

Для опытов использовали типичные образцы песчаников и алевролитов эоценовых залежей Предкарпатья проницаемостью $(0{,}2 \div 10) \cdot 10^{-3}$ мкм^2, пористостью 10–16 % и карбонатностью 1–4 %. Перед кислотным воздействием образцы экстрагировали спиртобензольной смесью, высушивали, а затем насыщали под вакуумом водой (при обработке растворами, содержащими HP) или 1,5 %-ным раствором хлористого кальция (при солянокислотной обработке). Эффективность обработки оценивали по отношению значений проницаемости до обработки и после неё.

Нагнетание солянокислотных растворов через образцы проводили последовательно в два этапа. На первом этапе в образец нагнетали 0,5–0,7 объёма порового пространства (1,5–2,0 мл кислоты), что значительно меньше, чем необходимо для выщелачивания карбонатов. Этот раствор выдерживали в порах при 80 °С и давлении 10 МПа до 52 часов и проверяли проницаемость. На втором этапе через образец нагнетали объём кислотного раствора (обычно 8–34 мл), в 1,5 раза больший расчётного, необходимого для выщелачивания всех карбонатов (V_c).

Опыты по обработке плавиковой кислотой или глинокислотой проводили на образцах, предварительно обработанных соляной кислотой в количестве $1{,}5 \cdot V_c$. При проведении опытов выявлено, что после их обработки 10 %-ной HCl при избытке и недостатке кислоты проницаемость соответственно увеличивается в 1,8 и 1,2 раза независимо от времени выдержки раствора в порах.

Изучали также изменение пористости и структуры порового пространства. Пористость после кислотной обработки возросла не более чем на 3 %, в среднем на 17 % начальной её величины. Следовательно, наблюдаемое после обработки многократное (1,7–7,2 раза) увеличение проницаемости не может быть объяснено только повышением пористости.

Структуру порового пространства изучали на порозиметре высокого давления, используя метод нагнетания ртути. Сопоставление гистограммы распределения поровых каналов сообщения указывает на увеличение их доли в области наиболее крупных пор и на уменьшение доли мелких. Содержание поровых каналов радиусом менее 0,5–1,0 мкм после кислотной обработки не изменяется. Из этого можно сделать вывод, что разложение происходит в основном в области наиболее крупных пор.

Многократное увеличение проницаемости сопровождается незначительным ростом пористости, поэтому сильное разложение глин, глауконита и других составляющих породы, вызывающее потерю прочности скелета пласта для данных пород, нецелесообразно. При глинокислотной обработке с низким содержанием плавиковой кислоты смесью растворов 10 %-ной HCl и 1 %-ной HF проницаемость эоценовых пород возрастает многократно. Со стороны входа кислотного раствора образцы немного разрушались, но это не приводило к снижению проницаемости по сравнению с начальной, очевидно, в связи с хорошей очисткой поровых каналов от смещаемых частиц. При увеличении концентрации HF до 3–5 % образцы разрушаются, и снижается их проницаемость.

Результаты опытов по глинокислотной обработке составных образцов указывают на рост проницаемости головных кернов (от входа кислоты) в 3,2–4,6 раза при выдержке в порах кислотных растворов с низким содержанием (1–3 % HP и снижение её для образцов – у выхода раствора из породы) до 0,5–0,8 начальной. Объёмы кислотного раствора в 20 раз превышали объём пор V_n первого образца (ℓ = 0 ÷ 4 см). Соответственно через второй образец (ℓ = 4 ÷ 8 см) фильтровалась кислота в количестве $19V_n$, через третий $18V_n$ и т.д., поэтому наблюдаемое снижение проницаемости удалённых образцов нельзя объяснить уменьшением объёма фильтрующейся кислоты. Здесь сказывается большая степень нейтрализации глинокислоты и насыщение ее продуктами реакции, которые накопляются в удалённых образцах при фильтрации, а затем осаждаются даже при кратковременной выдержке в порах. В головном образце степень увеличения проницаемости в связи с растворением превалирует над возможным её снижением, вызванным осаждением продуктов реакции кислоты в объёме его пор.

После выдержки в течение 1 часа в керне отработанной кислоты с высоким содержанием (3–5 %) HF произошла почти полная закупорка составного образца. На торце головного керна образовалась сферическая лунка диаметром 1,4 см, образовавшаяся в результате полного разложения этой части за 38 мин. нагнетания кислоты. Опыты на составных образцах свидетельствуют об опасности снижения проницаемости удалённой части образца даже при кратковременной выдержке кислоты в порах (1–3 часа), увеличивающейся при росте концентрации HF. Установленная возможность значительного повышения проницаемости при обработке глинокислотой 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF без выдержки её в поровом пространстве позволяет рекомендовать эти рецептуры для обработки исследованных коллекторов.

Залог успешности глинокислотной обработки – немедленное удаление продуктов реакции из призабойной зоны. Опытами установлено, что степень нейтрализации HCl слабокарбонатными песчаниками уменьшается при увеличении её объёма V_c достаточно быстро. Уже второй объём V_c нейтрализуется всего на 10–20 %, а третий-пятый объём V_c – на 2–5 %. Нейтрализация первых $0{,}5V_c$ 10 %-ной HCl (обычно 5–16 мл) происходит в разной степени (на 45–97 %) и зависит, несомненно, от путей проникновения кислоты, степени и распределения карбонатности. Вторые $0{,}5V_c$ нейтрализуются уже в меньшей степени – на 40–50 %. Средняя (по четырём образцам) степень нейтрализации составляла в образцах с карбонатностью 3–8 % в последовательно взятых объёмах: для первых $0{,}5V_c$ – 0,78; вторых $0{,}5V_c$ – 0,50; V_c – 0,23; $3V_c$ – 0,04 начальной кислотности соляной кислоты, равной 2,78 г · экв./л.

Объёмная скорость нагнетания солянокислотных растворов составляла 0,25–0,35 мл/мин. Это означает, что через образец длиной 3–4 см кислота проходила за 5–10 мин. При нагнетании первых порций кислоты ($0{,}5V_c$), когда в образце на пути её движения имелось достаточно карбонатов, нейтрализация в ряде случаев достигала более 90 %, что свидетельствует о большей скорости нейтрализации в каналах малых размеров.

Так, для полного использования растворяющей способности HCl при обработке слабокарбонизированных песчаников целесообразно продавливать её вглубь пласта инертной жидкостью, объём которой соответствует объёму кислоты. Фильтрация плавиковой кислоты через образцы длиной 3–4 см осуществлялась со скоростью 0,3–0,6 мл/мин., а время пребывания кислоты в поровом пространстве не превышало 3–8 мин.

При фильтрации 2 %-ного HF с начальной кислотностью 1,28 г · экв./л через девять образцов песчаника средняя степень нейтрализации медленно убывает от 0,9 (для $10V_n$) до 0,6 ($100V_n$). Подобную картину наблюдают и в опытах, когда применяют 4–8 %-ную HF, только в этом случае нейтрализация происходит быстрее после нагнетания меньших объёмов. Во всех случаях нейтрализация плавиковой кислоты превышает 50 %. Различие в степени нейтрализации по мере роста объёма нагнетаемой кислоты вызвано изменением состава образца – выносом легкорастворимых соединений и, очевидно, увеличением радиуса поровых каналов.

Кроме того, специально поставлен опыт по фильтрации (при 80 °C и без противодавления) кислотных растворов через образец песчаника длиной 32 см. Сначала через образец провели нагнетание 610 мл 10 %-ной HCl до тех пор, пока остаточная кислотность на выходе из керна не повысилась до 90 % начальной величины вследствие выщелачивания растворимых компонентов в зоне проникновения. Далее нагнетали 200 мл 2 %-ной HF с отбором промежуточных проб через 20 мл. Во второй порции (по 20 мл) остаточная кислотность составила 3 %, а в последней (десятой) – 5 %

начальной величины. Опыт был прекращён из-за разрушения головной части образца давлением обжима. Небольшое изменение степени нейтрализации связано, вероятно, с увеличением размеров поровых каналов, а высокая степень её (кислота за время фильтрации находилась в образце в течение 25 мин.) подтверждает результаты предыдущих опытов на коротких образцах.

При фильтрации через поровое пространство раствора 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF с начальной кислотностью 3,36 г · экв./л степень его нейтрализации значительно меньше, чем плавиковой кислоты. Это связано с недостаточной нейтрализацией соляной кислоты после выщелачивания окислов типа RO и R_2O_3 из зоны её проникновения.

Следовательно, скорость нейтрализации плавиковой кислоты в поровом пространстве песчаников, как и соляной, очень высока и исчисляется минутами. Для увеличения глубины проникновения активной плавиковой кислоты в пласт и, следовательно, для повышения эффективности обработки необходимо принимать меры по замедлению скорости реакции.

Исследование проникновения кислотных растворов с добавлением газовой фазы и без неё в поровое пространство. Наряду с изучением пористости и проницаемости исследовали изменение в шлифах структуры порового пространства песчаников при движении кислотных растворов и кислотных растворов в смеси с азотом (АКС). Определение вели по двум группам образцов. Обломочная часть песчаников состояла из кварца (до 70 %) и глауконита (до 5 %). Цемент плёночно-поровый, глинистый (15–20 %) и поровый кальцитовый (5–8 %). Глинистый материал представлен гидрослюдой. Карбонатность пород 4,2–8,3 %, открытая пористость 5–8 %, проницаемость $(1 \div 5) \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Кислотное воздействие с азотом и без азота проводили в два этапа. Сначала нагнетали 10 %-ную HCl в объёме, большем V_c. Затем обрабатывали породу 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF в количестве $20V_n$ без азота и с азотом. При этом растворение глауконита и глинистого вещества осуществляется по-разному. Для оценки интенсивности вторичных изменений после кислотного воздействия поровое пространство условно разделено по величине открытой пористости на три зоны, отличающиеся составом и содержанием цемента, структурно-текстурными формами и строением пор: высокопористой ($m' < 20$ %), среднепористой ($10\ \% < m' < 20$ %) и низкопористой ($m' < 10$ %) текстур. В результате глинокислотной обработки высокопористая и среднепористая зоны проявляют тенденцию к фронтальному распространению по более проницаемым участкам с постепенным затуханием по мере удаления от входа, теряющего активность раствора. За счёт применения глинокислоты в АКС формируются зоны в виде каналов, пронизывающие низкопористую среду с неизмененным компактным строением обломочной части и цемента.

На рисунке 9.11 показаны зоны вторичной текстуры после обработки образцов кислотой и АКС.

Различия в коллекторских свойствах по зонам вторичной текстуры объясняют следующим образом. В пределах высокопористой зоны степень растворения цементирующих минералов очень высока. Открытые поры составляют 80–95 % суммы свободных и заполненных цементом пустот. Глауконит растворяется практически полностью, глинистый цемент – частично. Степень растворения глинистого вещества после фильтрации глино-кислоты с азотом значительно выше, чем без него, – на 80–90 и 40–50 % соответственно. Уничтожение цементирующих минералов ведёт к разуплотнению кварцевого скелета песчаников, т.е. к потере связи между обломочными зёрнами и увеличению свободного пространства. Однако этот процесс не способствует полному разрыхлению данной породы, так как часть зёрен кварца прочно скреплена между собой. Вследствие этого высокопористая зона приобретает характерное микростроение, выражающееся в чередовании участков с агрегатной и раздельно-зернистой структурой (рис. 9.12).

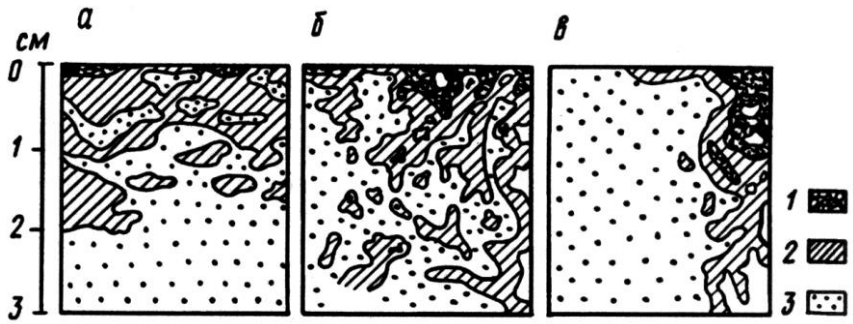


Рисунок 9.11 – Зоны вторичной текстуры в образцах песчаников после обработки глинокислотой:
а – в жидкой фазе; *б*, *в* – в азотнокислотной смеси;
1, 2, 3 – зоны высокопористой,
среднепористой и низкопористой текстуры соответственно

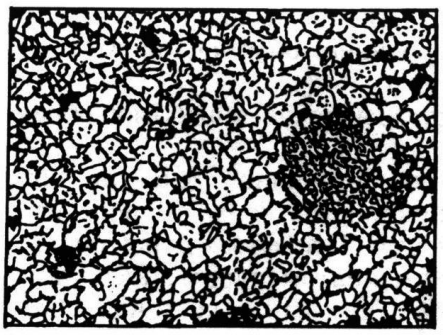


Рисунок 9.12 – Микротекстура высокопористой зоны в образце песчаника, обработанного азотнокислотной смесью:
светлые пятна – открытые поры, заполненные бакелитом;
тёмные пятна – глинистый цемент

Агрегатные структуры выступают в данном случае как структурные единицы, состоящие из двух или более зёрен кварца, скреплённых по контактам регенерации и вдавливания, или за счёт плёнок и каёмок не затронутого растворением глинистого цемента. Агрегатные структуры кварца взаимосвязаны в микроблоки, прочность которых обусловливает сохранность породы в зоне активного действия кислотного раствора. В участках с раздельно-зернистым строением обломки не имеют контактов и составляют «плавающие» зёрна, при этом поры занимают до 30–50 % площади в поле шлифа. За счёт растворения глауконита и глинистых выделений образуется большое число пор размером 50–90 мкм, а срезы отдельных расширений достигают 100–200 мкм.

Степень разуплотнения песчаников при воздействии АКС выше вследствие более глубокого проникновения раствора в образец и более полного растворения глинистого цемента в межзерновом пространстве. В результате этого возрастают плотность пор и особенно число соединяющих каналов (пережимов), что способствует присоединению большого числа крупных пор к фильтрационному полю коллектора.

Описанная зона переходит в зону среднепористой текстуры, которая характеризуется неполным растворением при обоих способах обработки не только глинистого вещества, но и глауконита. Степень их сохранности достигает 50–80 %, что приводит к снижению пористости и проницаемости в пределах этой зоны. В зоне низкопористой текстуры значения поровых показателей сохраняются на уровне, достигнутом после первоначальной обработки 10 %-ной HCl.

Выявленный в процессе данного исследования эффект роста емкостных и фильтрационных свойств песчаного коллектора после воздействия глинокислотными растворами с газом состоит в увеличении степени растворения пласта и формировании глубокопроникающих в породу высокопроницаемых зон вторичной текстуры.

Проникновение кислотных растворов и АКС в поровое пространство и механизм кислотного воздействия на породы изучали также методом ртутной порометрии. Рассмотрим полученные данные. Для исследования методом ртутной порометрии, характерные результаты которой приведены на рисунке 9.13, до обработки и после неё отрезали пластинки песчаника со стороны закачки в образец кислотного раствора и АКС. Сопоставление распределения пор по размерам показало, что после обработки уменьшилось содержание поровых каналов радиусом $r < 2{,}5$ мкм и увеличилось число пор большого размера с $r = 2{,}5 \div 10$ мкм за счёт расширения пор меньшего размера. При обработке кислотными растворами появились новые поры с $r = 10 \div 25$ мкм, а при обработке АКС – поры радиусом 40 мкм. Проницаемость образцов после обработки определяется фильтрацией через вновь созданные поры (см. рис. 9.13) и обусловливает большую эффективность воздействия АКС. Поскольку объёмы кислоты в кислотном и газированном кислотном растворах одинаковы, эффективность воздействия свидетельствует о расходовании химической активности газированной кислоты в порах наибольшего размера и может быть объяснена следующим.

При закачке АКС в насыщенную жидкостью пористую среду газ, являясь несмачивающей фазой, движется по центральной части наибольших поровых каналов с опережением. Скорость движения газа вследствие его низкой вязкости значительно больше скорости движения кислоты. Прохождение смеси через расширения и пережимы пор, частое изменение направления движения, связанное с извилистостью поровых каналов, способствуют турбулизации потока. При этом возникают условия для увлечения кислоты по наибольшим поровым каналам, лучшего контактирования её с цементирующим веществом и для выборочного растворения участков пористой среды.

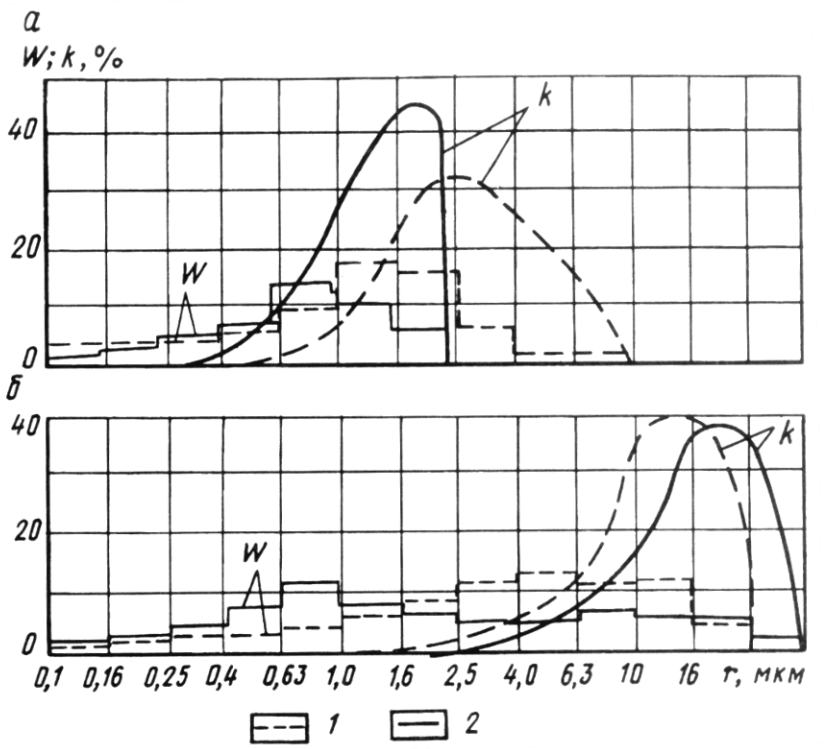


Рисунок 9.13 – Гистограммы распределения поровых каналов по размерам *W* и доля их участия в проницаемости *k* до обработки (*а*) и после неё (*б*):
1, 2 – соответственно негазированная (Γ_p = 0)
и газированная азотом (Γ_p = 1 ÷ 2) кислота

Изучение скорости реакции кислотных растворов в смеси с газовой фазой. Проведены экспериментальные исследования по изучению воздействия газокислотными смесями на низкопроницаемые (от $5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2) слабокарбонатные (от 0,3 до 1,5 %) горные породы. Исследования осуществляли при термобарических (p = 60 МПа и T = 60 °С) и гидродинамических ($20 \cdot 10^{-4} < \mathrm{Re}_{усл} < 300 \cdot 10^{-4}$) условиях, близких к пластовым. Изучено влияние газового числа смеси Γ_p (отношение объёма газовой фазы к объёму жидкой фазы), гидродинамических условий её движения на скорость реакции глинокислотного раствора (1 %-ная HF + 10 %-ная HCl) и изменение проницаемости горных пород.

Результаты исследований обрабатывали таким образом, чтобы получить зависимость коэффициента массопередачи от режима движения жидкости в порах. Для моделирования условий гидродинамической аналогии модели и натуры использовали условный параметр Рейнольдса:

$$\mathrm{Re}_{усл} = \frac{u_к \cdot d_{ср}}{\nu_к}, \qquad (9.21)$$

где $\nu_к$ – кинематическая вязкость кислотного раствора; $d_{ср}$ – средний диаметр поровых каналов породы; $u_к$ – усреднённая скорость движения кислотного раствора в порах с учётом газонасыщенности порового пространства:

$$u_к = \frac{q_к}{F \cdot m \cdot (1 - \rho_{ов} - \rho_г)};$$

$q_к$ – расход кислотного раствора; F – площадь фильтрации; m – коэффициент открытой пористости; $\rho_{ов}$ – остаточная водонасыщенность; $\rho_г$ – насыщенность порового пространства газовой фазой;

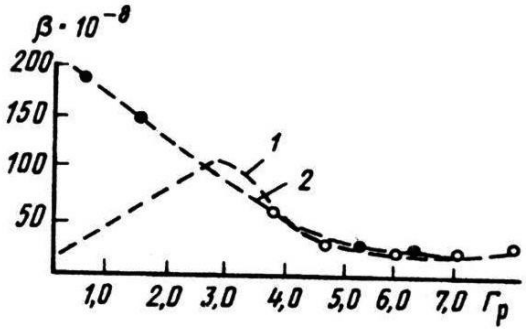


Рисунок 9.14 – Зависимость коэффициента массопередачи от газового числа смеси для различных величин условного параметра Рейнольдса:
1, 2 – экспериментальные кривые для условного параметра Рейнольдса, равного соответственно $25 \cdot 10^{-4}$ и $86 \cdot 10^{-4}$

Как видно из рисунка 9.14, при увеличении газового числа смеси от 0 до 2 растёт коэффициент массопередачи β, а, следовательно, и скорость реакции кислотного раствора с породой при малых значениях условного параметра Рейнольдса ($\mathrm{Re}_{усл} < 50 \cdot 10^{-4}$), которая резко снижается при больших значениях ($\mathrm{Re}_{усл} > 50 \cdot 10^{-4}$). Увеличение газового числа до $\Gamma_р = 3$ при условном параметре Рейнольдса $\mathrm{Re}_{усл} = 25 \cdot 10^{-4}$ приводит к росту коэффициента массопередачи. При дальнейшем увеличении газового числа смеси снижается коэффициент массопередачи. После достижения $\Gamma_р = 5{,}5$ последующий его рост не влияет на скорость реакции глинокислотного

раствора с породой, и экспериментальные зависимости $\beta = f(\Gamma_p)$ для условных параметров Рейнольдса $25 \cdot 10^{-4}$ и $86 \cdot 10^{-4}$ совмещаются, т.е. в этой области влияние газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса не замечено.

Такое изменение коэффициента массопередачи в зависимости от газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса, очевидно, объясняется следующим. При малых значениях условного параметра Рейнольдса ($\mathrm{Re}_{усл} < 50 \cdot 10^{-4}$) добавка газовой фазы к глинокислотному раствору приводит к более интенсивному его перемешиванию, за счёт чего увеличивается скорость реакции глинокислотного раствора с породой. При больших значениях условного параметра Рейнольдса ($\mathrm{Re}_{усл} > 50 \cdot 10^{-4}$) происходит довольно интенсивное перемешивание глинокислотного раствора при движении в поровом пространстве и без газовой фазы. Добавка газовой фазы в этом случае приводит к отрыву от поверхности реагирования капель глинокислотного раствора и замещению его химически нейтральным газом. Это вызывает снижение скорости реакции. При увеличении газового числа смеси ($\Gamma_p > 5$) газовая фаза движется по наибольшим поровым каналам, а глинокислотный раствор частично оттесняется в поры меньших размеров, в которых фильтрация практически отсутствует. Другая часть глинокислотного раствора становится внутренней фазой газокислотной смеси, в результате чего скорость реакции остаётся постоянной. Характер изменения коэффициента массопередачи в зависимости от газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса позволяет достаточно чётко выделить области осуществления процесса. Процессы, реализуемые при изменении газового числа смеси ($0 < \Gamma_p < 3$) независимо от значения условного параметра Рейнольдса, можно отнести к процессам обработки скважин газокислотными неатомизированными смесями. При изменении газового числа смеси ($3 < \Gamma_p < 5$) процессы относят к процессам обработки скважин газокислотными смесями, переходными от неатомизированных к атомизированным, и при газовых числах смеси $\Gamma_p > 5$ – к процессам обработки скважин атомизированными газокислотными смесями.

Для области факторного пространства с изменением факторов ($0 \le \Gamma_p \le 1{,}75$ и $24 \cdot 10^{-4} < \mathrm{Re}_{усл} < 280 \cdot 10^{-4}$) в реально существующих пределах при проведении процессов воздействия на пласты в призабойной зоне скважин кислотными растворами в смеси с газовой фазой получены уравнения регрессии, одновременно учитывающие влияние газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса на коэффициент массопередачи.

Для области изменения факторов $0 < \Gamma_p \le 1{,}75$ и $24 \cdot 10^{-4} < \mathrm{Re}_{усл} < 84 \cdot 10^{-4}$:

$$\beta = \left\{111{,}2 + \frac{\mathrm{Re}_{усл} - 54\cdot 10^{-4}}{30\cdot 10^{-4}} \cdot \left[53{,}9 - 35{,}8\cdot\left(\Gamma_p - 1\right)\right]\right\}\cdot 10^{-8}, \qquad (9.23)$$

для области факторного пространства $0 < \Gamma_p \le 1{,}75$ и $84 \cdot 10^{-4} < \mathrm{Re}_{усл} < 280 \cdot 10^{-4}$:

$$\beta = \left\{257{,}2 + \frac{\mathrm{Re}_{усл} - 152\cdot 10^{-4}}{68\cdot 10^{-4}} \cdot \left[92{,}0 - 67{,}2\cdot\left(\Gamma_p - 1\right) - 100\cdot\left(\Gamma_p - 1\right)\right]\right\}\cdot 10^{-8}. \qquad (9.24)$$

Уравнения регрессии использованы для расчётов скорости нейтрализации кислоты при её радиальном распространении в пласте. Результаты расчётов представлены на рисунке 9.15 в виде профилей нейтрализации в пласте пористостью 13 % со средним диаметром пор $5 \cdot 10^{-4}$ см, толщиной 20 см при расходе кислоты $3 \cdot 10^3$ см^3/с, $\Gamma_p = 0$ и $\Gamma_p = 1{,}5$, с газонасыщенностью порового пространства соответственно 0 и 0,21, насыщенностью неподвижной фазой 0,25.

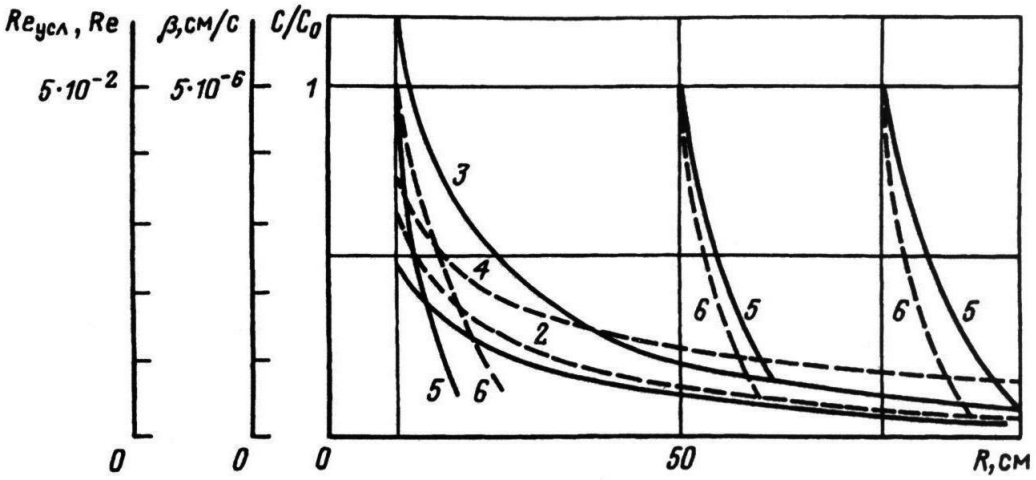


Рисунок 9.15 – Изменение гидродинамических условий $\mathrm{Re}_{усл}$ (1), Re (2), коэффициента массопередачи β (3, 4) и профилей нейтрализации $\frac{C}{C_0}$ плавиковой кислоты (5, 6) при её радиальном распространении:

1, 3, 5 – негазированная глинокислота ($\Gamma_p = 0$);

2, 4, 6 – газированная глинокислота ($\Gamma_p = 1{,}5$)

Глубина радиального проникновения глинокислоты при уменьшении в ней содержания НР от 1 до 0,1 % очень мала. Ширина профилей составляет 10 см при $\Gamma_p = 0$ и 15 см при $\Gamma_p = 1{,}5$. Однако по мере растворения легкоразлагаемых компонентов породы контур начальной концентрации продвигается вглубь пласта. Ширина профилей, например, при радиальном проникновении кислоты $R = 50$ см практически одинакова, а при $R = 80$ см

быстрее нейтрализуется газированная кислота. Это обусловлено инверсией кривых $\beta = f(R)$ при изменении $\mathrm{Re}_{усл}$ в зависимости от R. Кривая 4 при возрастании R располагается выше кривой 3 несмотря на то, что время контактирования кислоты с породой при прохождении АКС одинакового с кислотным раствором отрезка пути ΔR на 30 % меньше. Расчёты также показали, что при повышении расхода кислоты в 2 раза профили нейтрализации расширяются при увеличении Γ_p в 1,8 раза.

Следовательно, при обработках негазированной или газированной глинокислотой поровых коллекторов плавиковая кислота практически полностью прореагирует ещё при закачке и нет необходимости специально выдерживать её в пласте для реагирования. Более того, нужно сразу же приступать к извлечению продуктов реакции во избежание закупорки порового пространства временно растворимыми и нерастворимыми продуктами реакции глинокислоты. Эта задача легко решается при обработке газированной кислотой.

Глубина проникновения активной кислоты, как показывают расчёты, в большей степени зависит от наличия растворимых в глинокислоте компонентов. Например, в условиях, принятых для расчётов, при закачке 2,4 м^3/м глинокислоты на поглощающую толщину пласта активная кислота проникает в зону с $0{,}1 \le R \le 0{,}9$ м, а в зоне с $0{,}9 < R < 2{,}5$ м будут находиться продукты реакции. Для полного использования химической активности кислоты объём продавочной жидкости необходимо увеличить примерно на 0,5 м^3/м с целью вытеснения активной кислоты за пределы зоны с $0{,}1 \le R \le 0{,}9$ м.

Изменение проницаемости пород после обработки кислотными растворами с добавлением газовой фазы и без неё. Исследования проводили на двух группах образцов с различным составом и количеством растворимой части пород (глины, глауконит, карбонаты). Это образцы эоценовых и олигоценовых отложений Предкарпатья. Вторая группа образцов отличается значительно меньшей проницаемостью. Так, начальная проницаемость составила $(3 \div 10) \cdot 10^{-3}$ и $(0{,}2 \div 0{,}5) \cdot 10^{-3}$ мкм^2 для эоценовых и олигоценовых образцов соответственно.

На основании экспериментальных исследований на образцах эоценовых песчаников установлено, что изменение газового числа смеси от 0,5 до 1,5 не приводит к существенному изменению коэффициента кратности роста проницаемости образцов после прокачки через них газокислотной смеси и глинокислотного раствора без добавки газовой фазы, которое могло бы повлиять на результаты промысловых работ. При увеличении газового числа смеси ($\Gamma_p > 5$) наблюдается снижение коэффициента кратности роста проницаемости исследуемых образцов. Это, очевидно, обусловлено теми же факторами, что и уменьшение коэффициента массопередачи.

В результате исследований получена корреляционная зависимость коэффициента кратности роста проницаемости образца от его начальной проницаемости, по которой можно прогнозировать степень роста проница-

емости подвергшихся обработке пород и оценивать увеличение продуктивности скважины после обработки пластов в призабойной зоне газокислотными смесями.

Исследованы зависимости коэффициента кратности роста проницаемости образцов η после нагнетания газокислотной смеси в объёме нагнетания кислотного раствора, равного $13V_n$ и $26V_n$ начальной проницаемости. Наибольшая степень роста проницаемости достигается по образцам с начальной проницаемостью $(2 \div 8) \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Корреляционной связи между значениями коэффициента кратности роста проницаемости и начальной проницаемости после нагнетания через образец 10 %-ного раствора HCl не установлено.

Интересно отметить большое влияние газовой фазы на рост проницаемости пород при обработке олигоценовых песчаников с карбонатностью до 4 %. При этом степень увеличения проницаемости после фильтрации примерно $15V_n$ глинокислоты (10 %-ной HCl + 1 %-ной HF) без газа и с газом составляет соответственно 1,8 и 12,8 раза.

Следовательно, имеются породы, для которых добавление газовой фазы при кислотной обработке окажет существенное влияние на результаты обработки.

Таким образом, учитывая изложенные результаты многочисленных лабораторных экспериментов, приходим к выводу, что основными факторами, которые могут повысить эффективность воздействия на пласты газокислотными смесями, являются улучшение условий освоения скважин после закачки в пласты газокислотных смесей и увеличение радиуса обработки пласта. Добавление газа к глинокислотным растворам приводит к значительному возрастанию проницаемости пород при обработке низкопроницаемых коллекторов ($< 0{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). С ростом начальной проницаемости влияние газовой фазы на результаты глинокислотной обработки ощущается слабее. Во всех случаях увеличение газового числа смеси желательно и будет способствовать повышению эффективности обработки.

9.3.2 Технология обработки скважин кислотой, газированной азотом

Технология обработки пласта АКС предназначена для восстановления и улучшения коллекторских свойств сильно загрязнённого или слабопроницаемого продуктивного пласта с целью облегчения условий по вызову притока нефти и газа и повышению нефтегазоотдачи.

Технология азотнокислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пеной).

В связи с высокой активностью азотнокислотной смеси и практически полной её нейтрализацией ещё в процессе фильтрации в призабойной

зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях, отличающихся слабопроницаемыми породами и сравнительно низкими пластовыми давлениями.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при обработке АКС приведена на рисунке 9.16. Приготовление смеси кислотного раствора с газообразным азотом осуществляется аналогично приготовлению газированной жидкости (пены). Однако необходимо следить за изменением давления. Давление закачиваемой в скважину азотно-жидкостной смеси при использовании аэраторов не должно быть более 20 МПа, при использовании жидкостно-газовых эжекторов не более 35 МПа с учётом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры. Выбор рецептур кислотных растворов и ингибиторов должен производиться с учётом имеющегося промыслового опыта на данном месторождении, а также минералогического состава горных пород коллектора и степени их уплотнения.

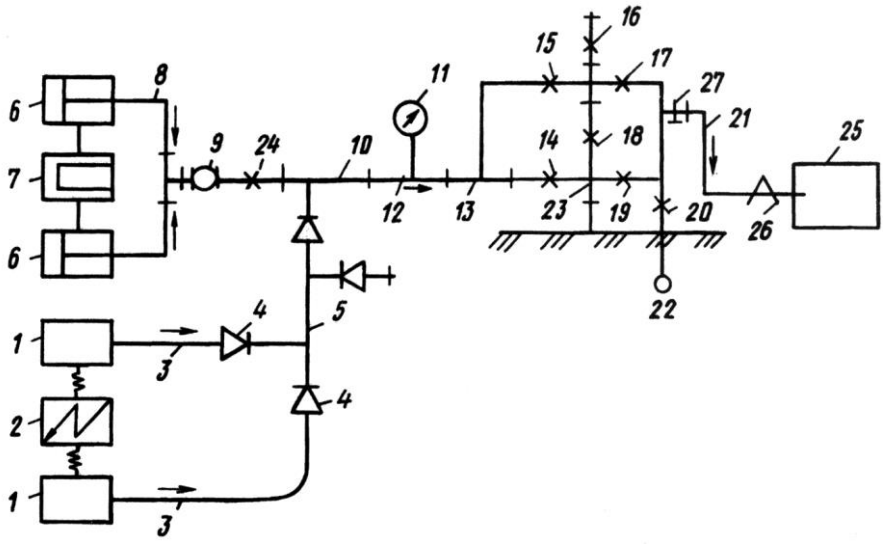


Рисунок 9.16 – Схема обвязки оборудования и устья скважины при азотнокислотной обработке призабойной зоны пласта и вызове притока:
1 – газификационная установка АГУ-8К; 2 – электростанция;
3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан; 5 – «гребёнка»;
6 – насосный агрегат 4АН-700 (ЗЦА-400, ЦА 320М); 7 – кислотовоз Аз-30А или КП-6,5;
8 – трубопровод для подачи кислотного раствора или пенообразующей жидкости в смеситель (эжектор); 9 – оборудование для регулирования соотношения фаз;
10 – смеситель (аэратор, тройник, эжектор); 11 – манометр; 12 – нагнетательная линия для подачи технологического агента (жидкости, газированной жидкости – пены, газа) в скважину; 13 – тройник; 14–20 – задвижки фонтанной арматуры; 21 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную ёмкость;

22 – нефтесборный коллектор; 23 – крестовина фонтанной арматуры;
24 – задвижка для отключения линии насосных агрегатов; 25 – накопительная ёмкость;
26 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии; 21, 27 – пробоотборный кран

При азотнокислотной обработке закачивание кислотного раствора в пласт целесообразно проводить двумя порциями. Для сокращения непроизводительного расходования плавиковой кислоты на растворение компонентов пласта, которые хорошо реагируют с соляной кислотой, и предотвращения образования нерастворимых фторидов в качестве первой порции кислотного раствора, составляющей 30–40 % общего объёма раствора, применяется 10–15 %-ная соляная кислота. В качестве второй порции необходимо использовать 10–15 %-ную соляную кислоту с добавкой 2–4 % плавиковой кислоты.

Необходимый объём кислотного раствора следует определять по результатам лабораторных исследований в условиях, близких к пластовым, и имеющегося промыслового опыта.

В качестве продавочной жидкости следует использовать воду, нефть или газированную азотом жидкость (пену).

Объём продавочной жидкости устанавливается исходя из условия заполнения ею внутреннего объёма НКТ, объёма эксплуатационной колонны в интервале перфорации и вытесняемой в призабойную зону пласта части объёма кислотного раствора с целью полной его нейтрализации согласно зависимости

$$V_{пр} = V_{нкт} + V'_{эк} + K' \cdot V_{кр}, \qquad (9.25)$$

где $V_{нкт}$ – внутренний объём НКТ; $V'_{эк}$ – объём эксплуатационной колонны в интервале перфорации; K' – опытный коэффициент, определённый по данным лабораторных исследований (обычно K' = 0,5); $V_{кр}$ – объём кислотного раствора.

Формула (9.25) применима для терригенных коллекторов.

Для карбонатных коллекторов следует использовать зависимость

$$V_{пр} = V_{нкт} + V'_{эк}. \qquad (9.26)$$

Для проведения обработки АКС необходимо спустить в скважину колонну НКТ до забоя и промыть скважину. После промывки приподнять НКТ, установив башмак лифта на 2–3 м выше верхнего перфорационного отверстия. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой.

Если ожидаемое максимальное давление нагнетания азотнокислотной смеси превышает допустимое для эксплуатационной колонны, то НКТ следует оборудовать пакером двустороннего действия с обратным клапаном, установив его выше интервала перфорации. Пакер должен обеспечивать закачивание азотнокислотной смеси в пласт и пропускание жидкости из межтрубного пространства в трубное при вызове притока флюида из пласта.

Определить приёмистость пласта в зависимости от давления нагне-

тания, которое не должно составлять более 80 % от давления гидроразрыва пласта.

В случае недостаточной приёмистости пласта вследствие загрязнения призабойной зоны необходимо установить кислотную ванну и путём тщательной промывки удалить продукты реакции с забоя скважины. В условиях возможного отложения в призабойной зоне тяжёлых компонентов нефти (парафинов, смол, асфальтенов) провести обработку скважины растворителем или теплоносителем. Повторно определить приёмистость пласта. С помощью насосных агрегатов 6 и кислотовоза 7 (см. рис. 9.16) приготовить расчётное количество кислотного раствора.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $p_y \leq 20{,}0$ МПа (в качестве смесителя используется аэратор или тройник) выполнить следующие работы. Открыть задвижки 15, 18 и 19, закрыть задвижки 16, 14, 17, 20 и 24 и с помощью газификационных установок 1 произвести нагнетание в лифтовую колонну газообразного азота из расчета заполнения газом внутреннего объёма лифта, что будет соответствовать моменту начала пролёта газа через башмак лифта. После окончания закачивания газообразного азота закрыть устьевую задвижку 19 (на межтрубном пространстве) и при открытых задвижках 15, 18 и 24 с помощью установок 1 и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 осуществить нагнетание в лифтовую колонну азотнокислотной смеси, исходя из условия обеспечения не менее 50 нм^3 азота на 1 м^3 раствора при расходе последнего от 0,20 до 0,25 м^3/мин. Первоначально в смеситель 10 подать соляную кислоту, затем – глинокислоту. Путём нагнетания в трубное пространство газированной азотом продавочной жидкости продавить азотнокислотную смесь в пласт. После окончания продавливания закрыть задвижки 15 и 24 и плавно снизить давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17 и 19 с целью своевременного удаления продуктов реакции из пласта и направив выходящую из скважины жидкость по выкидной линии 21 в накопительную ёмкость 25. После снижения давления в скважине открыть задвижку 14, закрыть задвижку 19 и с помощью установок АГУ-8К произвести подачу газа в межтрубное пространство для вызова притока и дренирования пласта.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $20{,}0 < p_y \leq 35{,}0$ МПа (в качестве смесителя используется эжектор) выполнить следующие операции. Открыть задвижки 15, 18, 19 и 24, закрыть задвижки 14, 16, 17 и 20 (см. рис. 9.16) и с помощью азотных газификационных установок 1, насосных агрегатов 6 и кислотовоза 7 через смеситель (эжектор) 10 по линии 12 осуществить приготовление и нагнетание в лифтовую колонну азотнокислотной смеси (газированного азотом кислотного раствора) при открытом межтрубном пространстве, исходя из условия обеспечения не менее 50 нм^3 азота на 1 м^3 кислотного раствора при расходе последнего от 0,20 до 0,25 м^3/мин.

Перед закачиванием азотнокислотной смеси можно заполнить лифт газообразным азотом до давления на устье 20,0 МПа.

После заполнения лифтовой колонны азотнокислотной смесью закрыть устьевую задвижку 19 на межтрубном пространстве и продолжить нагнетание в скважину требуемого объёма газированного кислотного раствора.

После подачи в скважину всего объёма кислотного раствора продавить азотнокислотную смесь в пласт.

По окончании продавливания закрыть устьевую задвижку 15 и плавно снизить давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17 и 19 с целью своевременного удаления продуктов реакции кислоты из пласта, направив выходящую из скважины жидкость по выкидной линии 21 в накопительную ёмкость 25.

После снижения давления в скважине закрыть задвижку 19, открыть задвижку 14 и с помощью установок АГУ-8К и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 произвести нагнетание газированной азотом жидкости (пены) в межтрубное пространство для дренирования пласта и вызова притока.

9.3.3 Опыт обработки скважин АКС

Обработку АКС проводили на Росильнянском газоконденсатном и Битковском нефтяном месторождениях Предкарпатья.

Росильнянское месторождение характеризуется большой изменчивостью коллекторских свойств по площади и разрезу эоценовых отложений и вследствие этого большим диапазоном изменения дебита газа от 10 до 1000 тыс. $м^3$/сут. при высоком пластовом давлении.

Битковское месторождение разрабатывается на режиме растворённого газа, причём пластовое давление снизилось в некоторых зонах до 0,5 от гидростатического. Карбонатность менилитовых пород составляет в среднем 3,9 % при среднеквадратическом отклонении ± 2,6 %. Все скважины Битковского месторождения неоднократно (3–8 раз) подвергали обработкам: ГРП, кислотным, термообработкам и др. Успешность повторных обработок в условиях снижающегося пластового давления постоянно падает.

Так, успешность вторых и третьих кислотных обработок составляет уже до 30 %, а дополнительная добыча Д снизилась от 1100 тонн на успешную операцию (при первой обработке) до 100 тонн (при третьей). Соответственно при пластовых давлениях, близких к гидростатическому, Д = 800 тонн, а при давлении около половины давления гидростатического столба воды Д = 70 тонн на одну успешную скважино-операцию. В таких условиях началось внедрение АКС на Битковском месторождении.

В таблице 9.5 приведены сведения о параметрах и результатах некоторых обработок.

Скважина № 527 Битковского месторождения вскрыла менилитовые отложения в интервале 1994–2257 м, оборудованном фильтром. Лифт 63,5 × 50,8 м спущен на глубину 1989 м. Начальный дебит скважины составил 0,5 тонн/сут. нефти, газовый фактор – 340 $м^3$/т, пластовое давление – 24,5 МПа. Два гидроразрыва пласта с закачкой 3,5 и 4,5 тонн песка и кислотная

обработка 16 м^3 14 %-ной HCl были неуспешными. Дебит составил 0,5–0,3 тонн/сут. Потом скважина переведена на газлифт с дебитом 3,0 тонн/сут.

Таблица 9.5 – Примеры обработки АКС

Номер, тип скважины, дата	Вскрытый интервал, м	Диаметр НКТ, мм/глубина спуска	Давление нагнетания, МПа	Объём закачанного кислотного раствора, $м^3$	Расход $м^3$/мин.		Рецептура раствора	Степень аэрации, $м^3/м^3$	Объём закачанного азота, м
					кислоты	азота			
45Р, газовая, 02.11.1971	2825–2890 2950–3020	63,5 / 2826	25	50	0,20	12	кислые стоки цеха СКЖ Нандворнянского ВПЗ*	1:60	3500
527 Б, нефтяная, 1972	1994–2257	50,8:63,5 / 1989	17	8	0,30	12	10 % HCl	1:40	3500
45Р, газовая, 21.06.1972	2825–2890 2950–3020	63,5 / 2826	32	45	0,24	12	10 % HCl	1:50	2200
45Б, нефтяная, 14.09.1972	1651–1925 1645	63,5	19	15	0,15	6	10 % HCl 10 % HCl + 1 % HF	1:40	3000
Примечание. * Кислотность в пересчёте на CH_3COOH составляет 3 %.									

При пластовом давлении 10,5 МПа проводилась обработка АКС. Дебит увеличился до 6,3 тонн/сут. За 5 месяцев дополнительно добыто 220 тонн нефти, что примерно в 2 раза выше средней эффективности операций.

Скважина № 451 Битковского месторождения после обводнения газовых пластов переведена на вышележащие менилитовые отложения в интервале 1651–1955 м. Цементный мост установлен на глубине 2364 м. После перфорации дебит нефти составил 1 тонн/сут., а в результате последующей обработки АКС увеличился до 3,8 тонн/сут.

Две последовательные обработки АКС скважины № 42 Росильна были успешными и привели к увеличению дебита от 15 тыс. до 30 тыс. $м^3$/сут. и от 30 тыс. до 50 тыс. $м^3$/сут.

Термометрическими исследованиями выявлено, что после обработки АКС получен приток газа из ранее не вовлеченных в разработку пластов.

В Прикарпатье введены в разработку глубокозалегающие месторождения (Оров-Уличнянское, Старо-Самборское и др.), характеризующиеся низкими коэффициентами продуктивности скважин (0,5–4,0 тонн/(сут. · МПа)) и большими депрессиями (15–25 МПа) при их освоении и эксплуатации. Продуктивные ямненские отложения палеоцена Старо-Самборского месторождения залегают на глубине 3500–3800 м.

Коллекторы представлены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами (65–85 % кварца, остальное – полевые шпаты, глауконит) с прослоями глинистых сланцев. Эффективная мощность ямненских отложений до 70 м, пористость в среднем 15 %, а проницаемость по промысловым данным $(1 \div 3) \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$ при среднем радиусе пор 1 мкм. Карбонатность продуктивных пород достигает 10–20 %. Начальное пластовое давление на глубине 3500 м составляло 48 МПа, текущее – 34,6 МПа, а давление насыщения – 15,6 МПа. Плотность нефти 0,85 г/$см^3$, вязкость её при температуре 40 °С 7 мПа · с, пластовая температура около 92 °С.

На Оров-Уличнянском месторождении разрабатываются нижнеменилитовые отложения олигоцена (2700–3800 м), представленные чередованием до 20 пропластков песчаников и алевролитов с аргиллитами. Эффективная мощность коллекторов до 30 м. Средняя проницаемость песчаников $(1 \div 2) \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$, пористость 13 %, карбонатность 2,0–3,1 %. Песчаники кварцевые, мелкозернистые с глинистым, кремнистым, реже с известковистым и битуминозным цементом. Начальное пластовое давление (38 МПа) снизилось до 20 МПа, а давление насыщения составляет около 30 МПа. Газовый фактор увеличился до 1000 $м^3$/тонн. Плотность нефти 840 кг/$м^3$, вязкость 3–5 мПа · с при температуре 40 °С, пластовая температура 80–90 °С.

В результате лабораторных исследований кислотного воздействия на низкопроницаемые коллекторы Прикарпатья выявлено резкое уменьшение эффективности обработки, вплоть до снижения проницаемости по сравнению с начальной, даже при кратковременном (до 1 часа) оставлении продуктов реакции в поровом пространстве. При немедленном удалении из порового пространства продуктов реакции можно добиться 1,5–2,0-кратного роста проницаемости при начальной карбонатности образцов 2–3 % и

до 4-кратного – при карбонатности около 5 %. Своевременное удаление из призабойной зоны пласта продуктов реакции обеспечивает повышение успешности операции до 76–90 % и высокую эффективность на Долинском и Северо-Долинском месторождениях.

Установлено, что для успешной кислотной обработки Оров-Уличнянского и Старо-Самборского месторождений необходимо немедленное извлечение продуктов реакции. Так, более 10 скважин Оров-Уличнянского месторождения подвергались солянокислотной (10–15 % HCl и 5 % CH_3COOH) или глинокислотной (с добавкой до 1 % HF) обработке с закачкой в пласт 6–10 м^3 кислотного раствора при давлении на устье 20–30 МПа. Все обработки оказались неуспешными. Только по скважине № 112 (Уличняна), где кислотный раствор продавили вглубь пласта 50 м^3 нефти, дебит увеличился от 2,0 до 7,6 тонн/сут. и дополнительно было добыто более 1500 тонн. Успешными были обработки нагнетательных скважин с немедленной продавкой кислоты в пласт 80–120 м^3 воды и переводом скважин под закачку.

Полагая, что причины низкой успешности кислотных обработок – несвоевременное извлечение продуктов реакции из пласта и недостаточная полнота их выноса из порового пространства, на этих месторождениях провели пять успешных кислотных обработок с использованием азота.

Ствол скважины заполняли дегазированной нефтью, не изменяя подвески лифта. Далее при открытом затрубном пространстве закачивали в трубы 500 м^3 азота, затем 6 м^3 15 %-ной HCl и 0,15 % КИ-1 с добавкой 30 м^3 азота на 1 м^3 раствора. Продавливание кислоты в пласт осуществляли нефтью в объёме труб после закрытия затрубного пространства при давлениях на устье до 33 МПа и расходе до 0,2 м^3/мин. Затем сразу открывали затрубную задвижку, и пласт начинал очищаться в основном за счёт использования энергии упругого сжатия жидкости и азота. Одновременно в трубки 2–3 часа закачивали азот при расходе 6 м^3, продавливали 6–9 м^3 газированной азотом нефти и опять продолжали закачку азота ещё в течение 2–3 часов при максимальном давлении. Обычно после 4–8 часов дренирования скважины начинали фонтанировать.

В таблице 9.6 приведены сведения о технологии и результатах обработок с азотом.

Во все скважины закачивали 15 %-ный солянокислотный раствор объёмом 6 м^3, работало по одной установке АГУ-8К и расход газа составлял 6 м^3/мин. Дополнительная добыча на одну обработку составила в среднем 1854 тонн.

Особенность обработок АКС – совмещение процесса кислотного воздействия и освоения скважин в одном цикле. При этом обеспечивается очень важное преимущество новой технологии – немедленное после закачки кислоты извлечение продуктов реакции HCl и глинокислоты из низкопроницаемых (0,001–0,003 мкм^2) слабокарбонатных коллекторов. Процесс обработки и освоения скважины глубиной до 2500 м заканчивается за 4–6 часов. Разработанная схема позволяет вести закачку АКС в скважины при давлении на устье до 35 МПа и добавке 60 м^3 азота на 1 м^3 кислотного раствора.

Таблица 9.6 – Примеры обработки АКС

Показатели	Старо-Самборское месторождение, эксплуатационный обьект Ямна			Оров-Уличнянская залежь	
	скважины №№			эксплуатационный объект менилиты	
	Ст. С-7	Ст. С-14	Ст. С-65	Ул-35	Ул-60
Длина лифта (d = 73 мм), м	3612	3720	3602	2944	2908
Обрабатываемый интервал, м	3687–3575	3503–3550	3398–3458	2945–2884	2812–2926
Пластовое давление, МПа	38,9	36,3	не определяли	12,5	13,0
Закачано продавочной жидкости, $м^3$	11	18	15	11	10,5
Давление на устье, МПа	25,0–33,0	29,0–30,0	29,0–30,0	30,0	30,0
Расход жидкости, $м^3$	0,15	0,16	0,16	0,15	0,15
Дебит нефти, тонн/сут: до обработки после обработки	7,6 22,0	18,0 38,0	16,3 19,2	0,6 8,0	1,2 3,0
Дополнительно добыто, тонн	885	5802	328	1950	305

В таблице 9.7 для сравнения приведены сведения о технологических результатах кислотных обработок (КО) и обработок АКС.

Таблица 9.7 – Эффективность обработок АКС и КО

Вид кислотной обработки	Предприятие	Число скважино-операций	Успеш-ность, %	Дополнительно добыто, тонн	
				всего	на обработку
КО	Надворнаянефтегаз	18	33	2420	134
АКС		34	79	14668	430
КО	Бориславнефтегаз	12	8	1600	133
АКС		13	78	29800	2220

Обработки с азотом обеспечивают значительный рост успешности (более чем на 50 %) и почти трёхкратное увеличение добычи по сравнению с результатами КО, проведённых ранее на тех же скважинах. Благодаря большим возможностям обработок АКС на месторождениях с терригенными низкопроницаемыми коллекторами, где скважины неоднократно подвергались кислотному воздействию, увеличивается фонд скважин, перспективный для обработки.

9.4 Обработка скважин смесью кислоты с природным газом

Наиболее широкое распространение среди методов ОПЗ получила кислотная обработка, которую раньше на месторождениях ДДВ проводили по стандартной технологии и рецептуре. Для обработки применяли солянокислотные и глинокислотные растворы. В качестве ингибитора и стабилизатора использовали катапин и уксусную или лимонную кислоту соответственно. После окончания операции скважину осваивали газом высокого давления, пеной, скважинными штанговыми насосами в зависимости от способа эксплуатации.

Однако стандартная технология кислотной обработки на поздней стадии разработки отложений нижнего карбона становится малоэффективной. Невысокая эффективность кислотной обработки коллекторов нижнего карбона обусловлена в основном их низкими фильтрационно-емкостными свойствами и значительным истощением пластовой энергии. При попадании посторонних жидкостей в такие пласты вследствие диспергирования глинистых частиц и их миграции осложняется процесс освоения скважины. Освоение скважины и очистка обработанной части пласта от продуктов реакции кислотных растворов с породой также затруднены в связи со значительным падением пластового давления.

Таким образом, для повышения эффективности кислотного воздействия на слабопроницаемые пласты с низкой пластовой энергией необходимо совершенствовать технологию кислотных обработок в направлении, обеспечивающем своевременную и наиболее полную очистку обработанной части пласта от продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых в пласт жидкостей.

9.4.1 Оборудование для нагнетания в скважину газокислотных смесей

Основными источниками газообразной фазы являются компрессоры типа УКП-80, КПУ-16/100, АКС-7/20А, КПУ-16/250 и установки АГУ, которые применяют на месторождениях с 1971 года. Газообразный азот получают из жидкого азота на установках типа УГУ-8К, при этом максимальное давление нагнетания газообразного азота 22 МПа и расход 0,1 $м^3/с$. Из одной заправки жидкого азота на установке получают 3500 $м^3$ газообразного азота. Так, используя существующее оборудование, процесс газокислотной обработки можно реализовать на скважинах при давлении до 25 МПа, а применяя эжекторы – до 35 МПа. Газовое число смеси при обработке пластов на глубине 3000 м с использованием компрессора КПУ-16/250 при расходе жидкой фазы 0,004 $м^3/с$ и давлении нагнетания 25 МПа составит 0,1–0,2.

Один из возможных путей увеличения газового числа смеси – применение природного газа высокого давления при газокислотной обработке пластов. Это возможно при воздействии на пласты в призабойной зоне нефтяных газлифтных и газовых скважин. Опыт показал, что при обработке низкопроницаемых пластов на промыслах ДДВ газокислотными смесями значения давления нагнетания достигают 10–30 МПа. Для получения тако-

го давления газокислотной смеси при нагнетании в скважину применяют эжектирующие устройства. На промыслах широко используют эжектор конструкции Самарского НИИНП. Однако применение этого эжектора при обработке пластов газокислотными смесями с использованием в качестве газовой фазы природного газа связано с различными трудностями. Необходимо провести сложные подготовительные работы по креплению эжектора, сборке подводящей газовой и нагнетательной газожидкостной линий на фланцах или сварных соединениях согласно требованиям правил безопасного ведения работ.

Разработан специальный устьевой эжектор, который устанавливают непосредственно на фонтанную арматуру скважины. Расчёты показывают, что для достижения давления газокислотной смеси 25–30 МПа при давлении в газовой линии 10–20 МПа и средних коэффициентах эжекции необходимо, чтобы отношение площади сечения камеры смешения к площади сечения сопла $\frac{f_3}{f_2} = 3$.

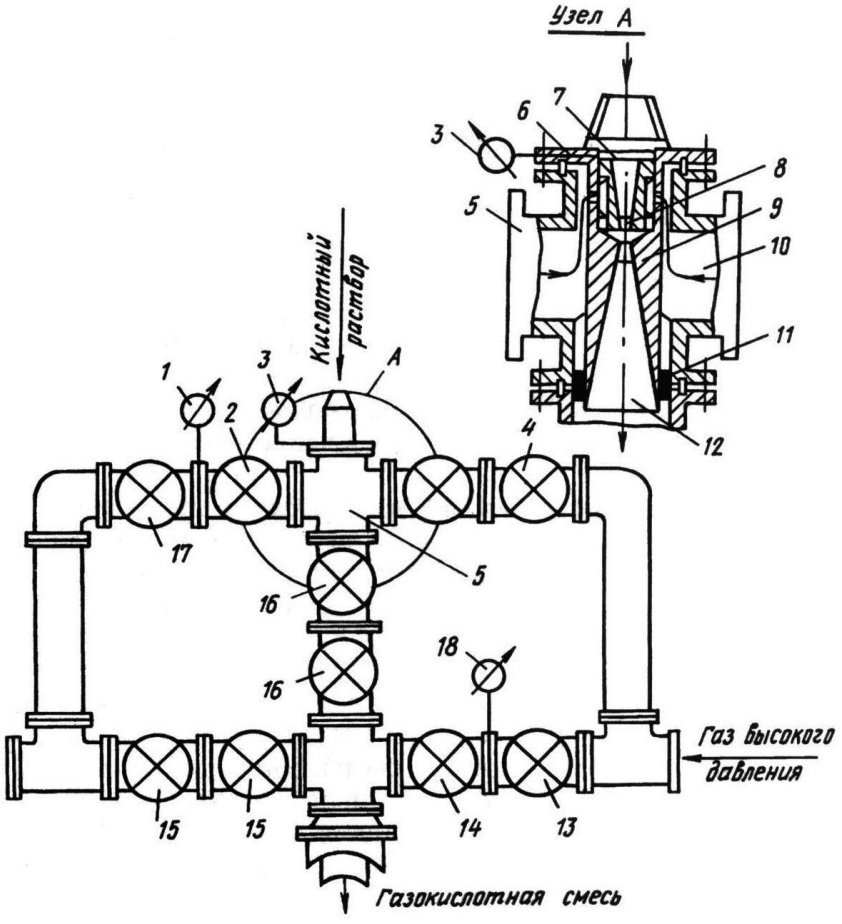


Рисунок 9.17 – Схема обвязки устья скважины с использованием устьевого эжектора:
1, 3, 18 – манометры; 2, 4, 13–17 – задвижки фонтанной арматуры;
5 – крестовина фонтанной арматуры; 6 – фланец эжектора;
7 – нагнетательный переводник; 8 – сопло; 9 – диффузор;
10 – линия подвода газовой фазы; 11 – уплотнительный элемент;
12 – полость газожидкостной смеси

На рисунке 9.17 приведена принципиальная схема обвязки устья скважины при газокислотной обработке с использованием устьевого эжектора. Для монтажа эжектора закрывают центральную задвижку 16 и задвижки на выкидных линиях 2, 4 и 13–15. Снимают буферную заглушку или задвижку, т.е. освобождают верхний фланец крестовины 5 или тройника фонтанной арматуры. После чего шаблоном диаметром 50 мм проверяют проходное отверстие крестовины. Далее монтируют устьевой эжектор и проверяют его работоспособность. Для этого к нагнетательной линии подсоединяют насосный агрегат и, открыв задвижки 16, 4 и 2, создают водой в нагнетательной полости 7 эжектора давление p_p. При правильно собранном устьевом эжекторе и надёжной герметизации соплодержателя в корпусе диффузора и сопла в соплодержателе давление p_p должно быть на 10–25 МПа больше давления p_c в полости газожидкостной смеси эжектора. Давление p_p определяют по манометру 3 или манометру на насосном агрегате при его работе, а давление p_c – по манометру 3 в момент остановки насосного агрегата, так как давление в нагнетательной полости и полости газожидкостной смеси эжектора после остановки агрегата выравнивается. Далее проверяют герметичность элемента 11, разобщающего газовую полость эжектора и полость газожидкостной смеси. Для этого насосным агрегатом создают давление в нагнетательной полости эжектора и выходят на устойчивый режим его работы (стабилизируются давления p_p и $p_н$). После этого задвижку 14 на газовой линии закрывают, и давление в газовой полости эжектора $p_н$ снижается. Уменьшение давления в газовой полости эжектора фиксируется по манометру 1. Для проверки работоспособности обратных клапанов на газовой линии закрывают задвижки 4 и 17, останавливают насосный агрегат и закрывают задвижку 16. При надежной герметизации обратными клапанами газовой линии от нагнетательной и газожидкостной полостей эжектора давление в нагнетательной полости (манометр 3) будет выше давления в газовой полости (манометр 1); эти давления не будут выравниваться. Только после установления работоспособности устьевого эжектора приступают непосредственно к газокислотной обработке.

9.4.2 Обоснование параметров обработки скважин смесью кислотных растворов с природным газом

Выбор объектов для газокислотной обработки. При этом используют такие же критерии, как и при выборе объектов для кислотного воздействия по обычной технологии. Многими исследователями установлено отрицательное влияние на эффективность кислотного воздействия несвоевременного и неполного удаления из обработанной части пласта продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей. Влия-

ние этого фактора существенно при воздействии кислотными растворами и обычной технологии на низкопроницаемые пласты с пластовым давлением ниже гидростатического. Для определения влияния пластового давления на эффективность кислотной обработки низкопроницаемых (проницаемостью 0,01–0,02 мкм^2) пластов была проведена обработка промысловых данных с использованием дисперсионного анализа по Битковскому нефтяному месторождению. Нулевая гипотеза сформулирована следующим образом: величина относительного пластового давления $p_{о.пл}$ не влияет на дополнительную добычу после кислотной обработки. В таблице 9.8 приведена схема варьирования успешности и эффективности первых кислотных обработок на скважинах Битковского нефтяного месторождения за 20 лет.

Таблица 9.8 – Исходные статистические данные

Уровень $p_{о.пл}$, МПа/м	Число операций	Успешность, %	Пределы измерения дополнительной добычи на одну кислотную обработку, тонн	Средняя арифметическая дополнительная добыча, тонн
0,052–0,070	6	33	0–82	17
0,071–0,090	12	33	0–964	199
0,091–0,110	18	83	0–2052	569
0,111–0,030	6	80	0–3890	1070

Из таблицы 9.8 видно, что с ростом относительного пластового давления величина дополнительной добычи на одну обработку и успешность операций увеличиваются. Статистической обработкой исходного материала (табл. 9.9) установлено, что опытный критерий Фишера больше критического ($F_{оп} > F_{кр\,0,05}$), т.е. нулевая гипотеза отвергается, и, следовательно, величина относительного пластового давления существенно влияет на дополнительную добычу после кислотной обработки, а значит, и на эффективность кислотной обработки.

Таблица 9.9 – Результаты обработки данных

Источники варьирования	Сумма квадрата отклонения	Степень свободы	Дисперсия	Критерий Фишера	
				опытный $F_{оп}$	критический $F_{кр\,0,05}$
Общее всех вариантов	24 880 000	41	–	–	–
Фактор	4 643 460	3	1 547 800	3,03	2,84
Случайные отклонения	20 243 000	39	512 000	–	–

Таким образом, установлено, что если относительное пластовое давление достигло значения 0,9 и ниже, то проведение кислотной обработки по обычной технологии нецелесообразно. Для газонасыщенных пластов Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения значение предельного снижения пластового давления составляет 0,85 гидростатического. Поэтому для улучшения фильтрационной характеристики пластов с давлением 0,9 гидростатического и ниже их необходимо подвергать воздействию газокислотными смесями.

На основании промысловых опытов определено, что объектами для газокислотной обработки могут быть низкопроницаемые поровые коллекторы, ранее подвергавшиеся кислотной обработке по обычной технологии, на которых повторные кислотные обработки по обычной технологии неэффективны. Эффективность газокислотной обработки таких объектов обусловлена более глубоким проникновением кислотного раствора в активном состоянии и образованием значительного числа глубоких каналов больших размеров.

Предпочтительными объектами для газокислотной обработки являются газонасыщенные пласты, особенно если пластовое давление в залежах ниже гидростатического. Обработка газонасыщенных пластов газокислотными смесями предотвращает образование в призабойной зоне жидкостных барьеров, что облегчает процесс освоения скважины и очистки обработанной части пласта от продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей.

Методика проектирования процесса газокислотной обработки пластов разработана на основе экспериментальных исследований, проведенных на низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторах.

Скорость нейтрализации плавиковой кислоты из состава глинокислоты x % HCl + y % HF при радиальной фильтрации газокислотной смеси через поровое пространство низкопроницаемых слабокарбонатных песчаников рассчитывают методом последовательных приближений в соответствии со схемой (рис. 9.18) с использованием ЭВМ.

Предположим, что в скважину нагнетают глинокислотный раствор в смеси с газовой фазой с начальной концентрацией плавиковой кислоты HF – $y = C_0$, вязкостью $\nu_к$, расходом глинокислотного раствора и газовым числом смеси Γ_p. Толщина обрабатываемого пласта h, пористость m, средний диаметр поровых каналов $d_{ср}$, насыщенность пласта неподвижной жидкой фазой ρ_0, газонасыщенность $\rho_г$. Концентрацию плавиковой кислоты C_{n+1} на внешней поверхности кольцевой зоны радиусом R_{n+1} находят по известной величине C_n на внутренней поверхности этой зоны радиусом R_n:

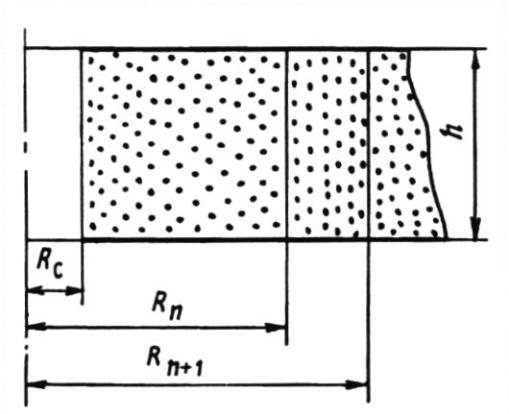


Рисунок 9.18 – Расчёт нейтрализации кислоты при радиальной фильтрации газокислотной смеси

$$C_{n+1} = C_n \cdot \exp\left(\beta_n \cdot \frac{4 \cdot \tau}{d_{cp}}\right), \tag{9.27}$$

где β_n – коэффициент массопередачи при реакции плавиковой кислоты в поровом пространстве; τ_n – время контактирования кислотного раствора с породой при его фильтрации от R_n до R_{n+1}, определяемое по зависимости

$$\tau_n = \frac{\pi \cdot h \cdot m \cdot (1 - \rho_0 - \rho_г) \cdot \left(R_{n+1}^2 - R_n^2\right)}{q_к}. \tag{9.28}$$

Значение коэффициента массопередачи определяют по уравнениям (9.23) и (9.24) в зависимости от гидродинамических условий фильтрации и газового числа газокислотной смеси. Значение условного параметра Рейнольдса на контуре радиусом R_n при радиальной фильтрации газокислотной смеси в поровом пространстве рассчитывают по зависимости

$$\mathrm{Re}_{усл\,n} = \frac{q_к \cdot d_{cp}}{2 \cdot \pi \cdot R_n \cdot (1 - \rho_0 - \rho_г) \cdot \nu_ж}. \tag{9 29}$$

Необходимо отметить, что при изложенном подходе для расчёта C_{n+1} используют параметры C_n, β_n, $\mathrm{Re}_{усл\,n}$ на внутреннем контуре кольцевой зоны, а в середине зоны $R_n - R_{n+1}$, вследствие чего степень истощения кислотного раствора несколько завышается. С целью устранения ошибки принимают небольшой шаг измерения радиуса. Расчёт ведут последовательно с шагом $R_{n+1} - R_n = 1$ см для $n = 0, 1, 2, \ldots, n$, приняв на забое $n = 0$; $R_0 = R_c$; $y = C_0$.

Также рассчитывают профиль нейтрализации при любом заданном контуре $R_0' > R_c$, на котором предполагается концентрация, равная начальной C_0, что возможно в случае полного разложения компонентов породы, способных реагировать с раствором плавиковой кислоты в зоне $R_0' > R_c$.

Пример реализации методики приведен для указанных границ применимости уравнений (9.23) и (9.24), по которым определяется коэффициент массопередачи для плавиковой кислоты при движении через поровое пространство газоглинокислотного раствора состава: 10 %-ная HCl + 1 %-ная HF с нейтрализацией плавиковой кислоты от начальной до 0,1 %. В расчёте принято: $\nu_к$ = 0,005 см^2/с; $q_к$ = (3; 4; 6) · 10^{-3} см^3/с; m = 0,133; $\rho_{ов}$ = 0,25; $\Gamma_р$ = 0; 0,5; 1; 1,5; 1,75; $d_{ср}$ = (2; 3; 5) · 10^{-4} см, т.е. параметры, реально встречаемые при обработке низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов. Наиболее интенсивно нейтрализация плавиковой кислоты происходит при малых газовых числах. Ширина профиля нейтрализации при этом составляет 14–16 см от стенки скважины. При росте газового числа снижается скорость нейтрализации плавиковой кислоты, вследствие чего радиус проникновения её в активном состоянии увеличивается до 2 раз. С ростом среднего диаметра поровых каналов в рассматриваемых пределах глубина радиального проникновения кислоты также увеличивается. Например, для расхода плавиковой кислоты $q_к$ = 6 · 10^{-3} см/с при росте среднего диаметра пор от 2 · 10^{-4} до 5 · 10^{-4} см при газовом числе $\Gamma_р$ = 1,75 ширина профиля нейтрализации увеличивается от 40 до 50 см. Повышение расхода при нагнетании глинокислотного раствора приводит к расширению профилей нейтрализации плавиковой кислоты. Так, при увеличении расхода глинокислотного раствора от 3 · 10^{-3} до 6 · 10^{-3} см^3/с для различных газовых чисел и средних диаметров поровых каналов радиус охвата воздействием увеличивается в 1,4–1,8 раза. При бóльших расходах глинокислотного раствора увеличение газового числа смеси оказывает существенное влияние на расширение профиля нейтрализации. Для прогнозирования повышения производительности скважины после газокислотного воздействия при наличии информативных данных о толщине и начальной проницаемости пласта используют зависимость коэффициента кратности роста проницаемости от объёма нагнетаемого кислотного раствора и начальной проницаемости пласта. Зависимость коэффициента кратности, полученная по опытным данным, имеет вид

$$\eta_м = A_1 - A_2 \cdot k_0, \qquad (9.30)$$

где A_1 и A_2 – коэффициенты, зависящие при прочих равных условиях от объёма нагнетаемого кислотного раствора (при нагнетании через образцы горных пород 13 поровых объёмов глинокислотного раствора A_1 = 6,97 и A_2 = 0,53, а 26 поровых объёмов – A_1 = 12 и A_2 = – 0,9);

k_0 – начальная проницаемость пласта.

Газовое число смеси определяется по зависимости:

$$\Gamma_р = \frac{\alpha_э \cdot p_0}{p_{гкс}}, \qquad (9.31)$$

где Γ_p – расчётное газовое число смеси; $\alpha_э$ – степень аэрации смеси (отношение объёма газа к объёму жидкости в нормальных условиях); p_0 – атмосферное давление; $p_{гкс}$ – забойное давление при закачке газокислотной смеси в пласты.

Ожидаемое забойное давление при закачке газокислотного раствора в пласты определяют по зависимости

$$p_{гкс} = A \cdot H \cdot \text{grad}\ p_{к0}, \tag{9.32}$$

где A – коэффициент, учитывающий повышение давления при нагнетании в пласты двухфазной газожидкостной смеси (для коллекторов проницаемостью $(5 \div 15) \cdot 10^{-3}$ мкм^2 при $\Gamma_p \le 3$ по данным лабораторных исследований A = 1,2); H – глубина залегания обрабатываемых пластов, м; $\text{grad}\ p_{к0}$ – градиент давления, определённый при нагнетании в пласты жидкой фазы, МПа/м:

$$\text{grad}\ p_{к0} = \frac{p_{к0}}{H}, \tag{9.33}$$

$p_{к0}$ – забойное давление при нагнетании в скважину жидкой фазы, МПа.

При отсутствии сведений о давлении $p_{к0}$ в процессе нагнетания жидкой фазы в скважину можно использовать среднее арифметическое значений давлений по другим скважинам этой же залежи. Для залежей нижнего карбона Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения $\text{grad}\ p_{к0}$ при закачке жидкой фазы в пласты с давлением 0,7–0,8 гидростатического составляют 0,0128–0,0135 МПа/м.

Наибольшее значение степени аэрации $\alpha_{эж}$ достигается при использовании устьевого эжектирующего устройства при условии $p_н = p_с = p_у$. Для этого условия и определяется расчётная степень аэрации α_0, обеспечивающая забойное давление $p_{гк0}$ при закачке в пласты газокислотной смеси. Значение расчётной степени аэрации без учёта гидравлических потерь давления при движении газокислотной смеси находят по зависимости

$$\alpha_p = \frac{\left(K_1 \cdot H \cdot 10^{-5}\right) - p_{гк0} + p_у}{p_0 \cdot \ln\left(\dfrac{p_{гкс}}{p_у}\right)}. \tag{9.34}$$

Здесь

$$K_1 = \rho_{ж} \cdot \left(1 + \alpha_p \cdot \frac{\rho_{г0}}{\rho_{ж}} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{гкс}}\right),$$

где $\rho_{ж}$, $\rho_{г0}$ – плотность жидкости и газа при нормальных условиях.

При закачке газокислотных растворов в скважину с использованием эжектирующего устройства в большинстве случаев объёмный расход кислотного раствора составляет 0,003–0,004 м^3/с, а газовое число смеси равно 0,2–0,5. В таких условиях газожидкостная смесь при движении по насосно-компрессорным трубам имеет эмульсионную структуру. Потери давления на трение составляют 0,05–0,35 МПа на 1000 м, и при проектировании процесса на скважинах глубиной до 3000 м ими можно пренебречь.

Для определения степени аэрации $\alpha_э$, которой можно достичь применением эжектирующего устройства при диаметре сопла 4,5 мм и соотношении $\frac{f_3}{f_4} = 3$ при различных значениях $p_р$, $p_с$ и $p_н$, построены номограммы. На рисунке 9.19 приведена номограмма для определения $\alpha_э$ при $p_р = 50$ МПа и разных значениях $p_с$ и $p_н$.

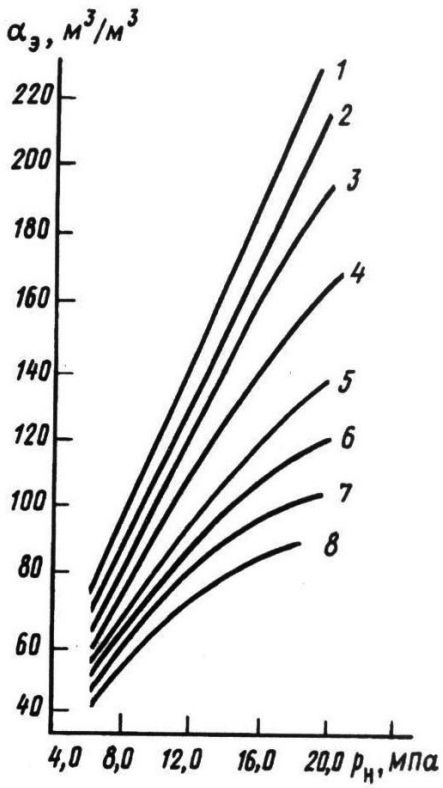


Рисунок 9.19 – Номограмма для определения степени аэрации в зависимости от давления в газовой линии $p_н$ при $p_п = p_р = 50$ МПа, $p_с = p_н = 10$ МПа для эжектора с $\frac{f_1}{f_2} = 3$:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 – зависимости для значений $p_с$, равных соответственно $p_н$, $p_н = 1$ МПа, $p_н = 3$ МПа, $p_н = 5$ МПа, $p_н = 7$ МПа, $p_н = 8$ МПа, $p_н = 9$ МПа, $p_н = 10$ МПа

Определив по номограмме значение $\alpha_э$ для условия $p_н = p_с = p_у$, сравнивают его с расчётным значением степени аэрации $\alpha_р$, которое должно обеспечивать на забое давление $p_{гкс}$. Если значения $\alpha_э$ и $\alpha_р$ равны, то процесс будет протекать при параметрах $p_н = p_с = p_у$ и $p_р$ и соответствующим им.

Когда $\alpha_э > \alpha_р$, при параметрах, принятых в расчёте, гидростатическое давление газожидкостной смеси в стволе скважины будет недостаточным для обеспечения на забое $p_{гкс}$. В этом случае необходимо провести перерасчёт степени аэрации, увеличив $p_с$ на 1 МПа методом последовательных приближений до совпадения значений $\alpha_э$ и $\alpha_р$. Если значение $\alpha_э < \alpha_р$, то процесс можно осуществлять при параметрах, принятых в расчёте, так как это значение $\alpha_э$ будет обеспечивать смесь, которая создаёт на забое давление, большее $p_{гкс}$ (при условии $p_н = p_с = p_у$). В результате этого давление на устье несколько снизится и установится согласованный режим нагнетания при принятых в расчёте величинах $p_н$, $p_р$ и несколько сниженных $p_с = p_у$. Давление $p_с$ определяют путём кратковременного закрытия задвижки на газовой линии и остановки агрегата на нагнетательной линии до устьевого эжектирующего устройства.

В процессе проектирования основных параметров газокислотной обработки величина $\text{grad}\, p_{к0}$ вносится с погрешностью, и значение расчётной степени аэрации $\alpha_р$ вычисляют без учёта гидравлических потерь при движении газокислотной смеси. Фактический процесс будет осуществляться при параметрах, близких к расчётным. Значение давления на выходе из эжектора установится в соответствии со значением забойного давления и параметрами работы устьевого эжектора. В связи с этим необходимо по окончании процесса вычислить его параметры по фактическим данным для уточнения расчёта параметров при проектировании последующих процессов.

При кислотной обработке низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов несвоевременное извлечение продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей из обработанной части пласта часто приводит к снижению его фильтрационных характеристик, что отрицательно влияет на процесс освоения скважин. При обработке пластов газокислотными смесями величина газового числа смеси должна выбираться так, чтобы обеспечить наилучшие условия очистки обработанной части пласта от продуктов реакции и нагнетаемых жидкостей при освоении скважины. Необходимо, чтобы нижние значения газового числа смеси соответствовали условию фонтанирования (самоосвоения) скважины после нагнетания кислотного раствора в пласты.

Необходимую степень аэрации для обеспечения самоосвоения скважины при использовании в качестве жидкой фазы продавочной смеси нефти или конденсата нефтяного газа, а в качестве газовой фазы – природного газа высокого давления – можно определить из условия фонтанирования скважин. Установив значение удельного расхода газа для подъёма жидкости из скважины, сравнивают его со значением степени аэрации $\alpha_э$, определяемым по номограмме (см. рис. 9.19), которое может обеспечить устьевое эжектирующее устройство при заданных значениях $p_р$, $p_н$ и $p_с$. Если $\alpha_э$ больше удельного расхода газа для подъёма жидкости из скважины, то последняя самоосвоится. Однако даже при соответствии условию фонтанирования скважины по НКТ она не самоосваивается, так как происходит переток жидкости из затрубного пространства в НКТ и образуется гидрозатвор. Для предотвращения этого явления затрубное пространство перед нагнетанием в скважину кислотного раствора заполняется газожидкостной смесью или пеной. При этом газовое число смеси в кольцевом пространстве должно также обеспечить условие фонтанирования скважины по НКТ или по затрубному пространству. В случае невозможности достижения газового числа смеси, обеспечивающего самоосвоение скважины, необходимо предусмотреть освоение скважины любым способом, позволяющим быстро и достаточно полно очистить обработанную часть пласта от продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей. Так, нижние рациональные значения газового числа смеси при обработке как нефтенасыщенных, так и газонасыщенных пластов должны обеспечить самоосвоение скважины.

При выборе верхних значений газового числа смеси необходимо исходить из условия обеспечения максимального радиуса охвата воздействием, т.е. стремиться достичь максимальных газовых чисел. Однако при обработке нефтенасыщенных пластов следует также обеспечить максимальную подвижность в пласте (фазовую проницаемость) для жидкой фазы в процессе освоения скважины. Это позволит наиболее полно извлечь из обработанной части пласта продукты реакции кислотного раствора с породой пласта и нагнетаемых жидкостей. При обработке нефтенасыщенных пластов газокислотными смесями верхнее рациональное значение газового числа смеси должно составлять не более 2. Это обеспечивает условия высокой подвижности жидкой фазы в пласте.

В процессе обработки газокислотными смесями газонасыщенных пластов для предотвращения образования в прискважинной зоне жидкостных барьеров обработку необходимо проектировать с обеспечением максимально возможных газовых чисел, желательно при значениях $Г_р > 5$, т.е. с образованием атомизированной кислоты. Газовое число продавочной газокислотной смеси при обработке как нефтенасыщенных, так и газонасыщенных пластов должно быть максимально возможным, что обеспечит создание значительных депрессий на пласт в момент освоения скважины.

Изложенные представления о механизме процесса обработки низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов кислотными растворами в

смеси с газообразными агентами успешно применяют для проектирования технологии обработки газокислотными смесями пластов в призабойной зоне на месторождениях стран СНГ.

9.4.3 Технология газокислотной обработки и результаты исследования скважин

Рассмотрим типовую технологическую схему обработки пластов в призабойной зоне скважин с использованием газообразных агентов (азота).

Устье скважины обвязывается с эжектором, к нагнетательной полости которого подсоединяется насосный агрегат, нагнетающий кислотный раствор, а к всасывающей полости – азотные установки, подающие газообразный азот. Оборудование для превращения жидкого азота в газообразный обеспечивается электроэнергией от передвижной электростанции.

Использование в качестве газообразного агента природного газа высокого давления с применением устьевого эжектирующего устройства упрощает технологию газокислотной обработки пластов, так как в технологической схеме исключается нагнетательная линия от эжектора к устью скважины, а также азотные установки и передвижная электростанция. Технологическая схема процесса приведена на рисунке 9.20. Устье скважины оборудуют устьевым эжектором и обвязывают с насосным агрегатом, нагнетающим в скважину кислотный раствор и продавочную жидкость.

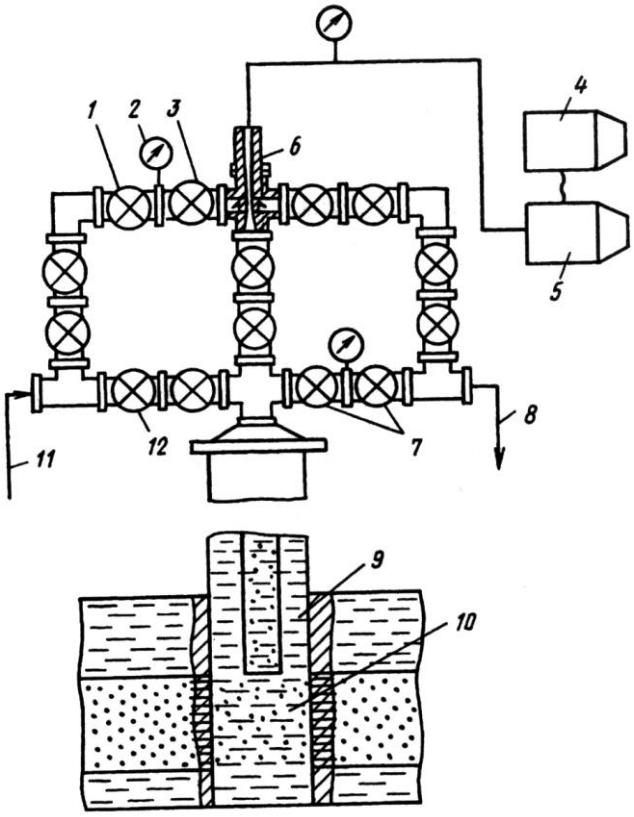


Рисунок 9.20 – Технологическая схема газокислотной обработки:
1, 3, 7, 12 – задвижки; 2 – манометр; 4 – кислотовод; 5 – агрегат 4АН-700;
6 – устьевое устройство; 8 – пруверная линия; 9, 10 – газожидкостная и газокислотная смесь соответственно; 11 – газ высокого давления

В зависимости от степени истощения пластовой энергии и технического состояния эксплуатационной колонны на основе полученных экспериментальных данных о механизме газокислотного воздействия на низкопроницаемые пласты разработаны две технологические схемы газокислотного воздействия с глушением скважины и без него.

При обработке пластов с давлением $p_{пл} \geq 0{,}9 \cdot p_{гст}$, а также при использовании эксплуатационных колонн, допускающих проведение работ при невысоких (10–15 МПа) давлениях, проектируют процесс газокислотной обработки с глушением скважины. Процесс осуществляют следующим образом: устье скважины оборудуют устьевым эжектирующим устройством и обвязывают с насосным агрегатом согласно технологической схеме (см. рис. 9.20). Скважину заполняют нефтью, конденсатом нефтяного газа или водой, обработанной ПАВ. Далее определяют работоспособность устьевого эжектирующего устройства по методике, изложенной в подразделе 9.4.1. При нормальной работе эжектора приступают к нагнетанию через него кислотного раствора, причём в газовую полость эжектора подают газ. Газокислотную смесь нагнетают в скважину при открытом затрубном пространстве. После нагнетания в скважину кислотного раствора объемом, равным 0,6–0,7 объёма насосно-компрессорных труб, затрубное пространство закрывают и продолжают нагнетание смесью кислотного раствора с газом. Продавку газокислотной смеси осуществляют водой, обработанной ПАВ. После продавки газокислотной смеси скважину немедленно осваивают путём подачи газа высокого давления в лифт при открытом затрубном пространстве. Если давления газа для освоения скважины недостаточно, то её осваивают аэрацией, подавая через устьевой эжектор воду, обработанную ПАВ, и газ из шлейфа. Впервые газокислотная обработка пласта с глушением скважины была опробована на Глинско-Розбышевском газоконденсатном месторождении. Продуктивные пласты нижнего карбона этого месторождения представлены песчаниками и в меньшей мере алевролитами проницаемостью $(0{,}5 \div 40) \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и пористостью 9–15 %. Указанные характеристики близки к характеристикам образцов горных пород, использованных при экспериментальных исследованиях. Эти же объекты подвергали кислотному воздействию по обычной технологии на ранней стадии разработки, когда пластовое давление было выше гидростатического, однако малоэффективным. Скорее всего, это обусловлено несвоевременным и недостаточно полным извлечением продуктов реакции и нагнетаемых жидкостей из обработанной части пласта. Поэтому именно эти объекты выбраны для проведения первых газокислотных обработок. Опишем кратко процесс газокислотной обработки скважины № 114, где пласты горизонта К-26-27 ($p_{пл}$ = 18,2 МПа) залегают на глубине 3374–3487 м. До обработки дебит газа составил 152 тыс. м^3/сут. и конденсата нефтяного газа – 9 тонн/сут. После обвязки устья скважины в соответствии со схемой (см. рис. 9.20) скважину заполнили водой, обработанной ПАВ, затем агрегатом 4АН-700 стали нагнетать через устьевой эжектор глинокислотный раствор в смеси с природным газом высокого давления. В пласты поочерёдно провели нагнетание 4,5 м^3 10 %-ной HCl + 0,06 м^3 формалина, затем

10 м^3 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF и 0,08 м^3 формалина и последнюю порцию кислотного раствора – 4,9 м^3 10 %-ной HCl и 0,06 м^3 формалина. Продавили газокислотную смесь водой, обработанной ПАВ, в смеси с газом. Давление до эжектирующего устройства p_p составляло 40–42 МПа, давление в газовой линии p_u = 18,0–18,5 МПа, давление на выходе из эжектора p_c = 19 МПа. Степень аэрации, достигаемая при таких параметрах давления на эжекторе, составляла 170–180 м^3/м^3. Газовое число смеси Γ_p = 0,30–0,35. После продавки газокислотной смеси в пласты скважину освоили за 4 часа подачей газа высокого давления в лифт. Скважина в течение 5 сут. восстанавливала производительность до первоначальной, а затем на протяжении 8 сут. увеличивала дебит. Это, очевидно, происходило за счёт дополнительной очистки призабойной зоны газонасыщенного пласта от нагнетаемых жидкостей. Дебит газа стабилизировался на уровне 200 тыс. м^3/сут., при этом давление на буфере увеличилось на 0,5–1,0 МПа по сравнению с буферным давлением во время обработки. На рисунке 9.21 приведены результаты гидродинамических исследований скважины № 114 до газокислотной обработки и после неё. Исследованиями установлено, что после газокислотного воздействия уменьшились коэффициенты фильтрационных сопротивлений *A* и *B*. Коэффициент продуктивности по скважине увеличился более чем в 1,5 раза. Уменьшение коэффициента *B* происходит в результате изменения структуры порового пространства обработанной части пласта. Факт изменения структуры порового пространства, увеличения количества пережимов и расширений, появления проводящих каналов размером 20–40 мкм установлен исследованием образцов горных пород в шлифах.

По аналогичной технологии проведены газокислотные обработки пластов К-26-27 в скважинах №№ 112 и 113, однако на скважине № 113 получено незначительное увеличение дебита газа (дополнительная добыча газа составила 12,4 тыс. м^3), а продолжительность эффекта 1 месяц. Обработка пластов газокислотной смесью на скважине № 112 оказалась неэффективной.

Низкая эффективность газокислотной обработки пластов в скважинах №№ 113 и 112 Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения обусловлена тем, что в связи с незначительной приёмистостью этих скважин давление при продавке газокислотного раствора увеличилось до 28 и 35 МПа, а газовые числа смеси при этом составляли 0,21 и 0,07 соответственно. Вследствие таких низких газовых чисел смеси значительно увеличились сроки освоения скважин №№ 113 и 112 по сравнению со скважиной № 114. Скважину № 113 осваивали в течение 14 часов, а скважину № 112 – в течение 27 часов. Таким образом, промысловый опыт подтверждает главный вывод, полученный в результате лабораторных исследований, о том, что при кислотной обработке газонасыщенных пластов для обеспечения высокой эффективности процесса необходимо немедленно и наиболее полно очистить обработанную часть пласта от продуктов реакции кислотного раствора и нагнетаемых в пласт жидкостей.

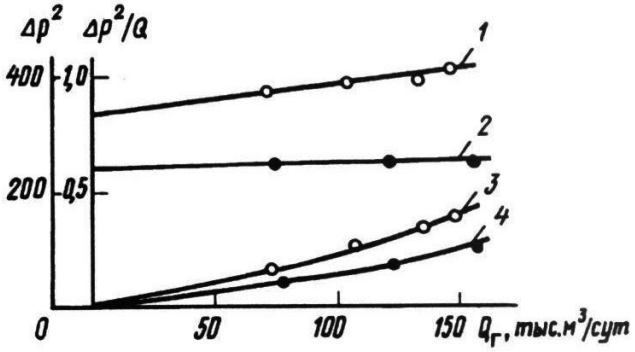


Рисунок 9.21 – Результаты исследования газовой скважины № 114 Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения:

1, 2 – значения $\frac{\Delta p^2}{Q}$ соответственно до газокислотной обработки и после неё;

3, 4 – значения Δp^2 соответственно до газокислотной обработки и после неё

Технологическая схема газокислотной обработки пласта с глушением скважины испытана также на нефтяных скважинах Глинско-Розбышевского месторождения. Одна из первых газокислотных обработок пластов была проведена на скважине № 68. Продуктивные пласты горизонта П-3 (пермские отложения) представлены полимиктовыми песчаниками мелко- и среднезернистыми, непрочно сцементированными, слабокарбонатными (до 5 %). Цемент смешанный, карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. Содержание цемента 10–40 %. В составе карбонатов отмечены кальцит и доломит. Глинистый материал представлен каолинитом. Горизонт П-3 сообщён со стволом скважины при помощи кумулятивной перфорации зарядами ПК-103 в интервалах 1862–1867 и 1876–1883 м. При эффективной толщине пласта 8 м скважина введена в эксплуатацию в 1963 году с дебитом 62,5 тонн/сут. нефти. В 1975 году в связи с обводнённостью продукции проведены изоляционные работы, и скважина введена в эксплуатацию с дебитом 17 тонн/сут. нефти и 3,07 тонн/сут. воды. Текущий дебит на момент обработки скважины составил 7,4 тонн/сут. нефти и 2,6 тонн/сут. воды, пластовое давление – 16,8 МПа. Скважина эксплуатируется газлифтным способом, и в связи с этим имеется природный газ высокого давления. Устье скважины обвязали согласно технологической схеме (см. рис. 9.20). Заполнили скважину нефтью, после чего в пласты последовательно стали нагнетать кислотные растворы в смеси с газом:

1-я порция – 3 м^3 12 %-ной HCl;

2-я порция – 6 м^3 12 %-ной HCl + 1 %-ной HF;

3-я порция – 3 м^3 12 %-ной HCl.

При нагнетании и продавливании газокислотной смеси в пласты давление до эжектора p_p = 38 ÷ 40 МПа, давление в газовой линии p_u = = 12,0 ÷ 12,5 МПа и давление на выходе из эжектора p_c = 14 ÷ 15 МПа. Степень аэрации при этих параметрах процесса достигала 120 м^3/м^3. После продавливания газокислотной смеси газоводяной смесью в объёме лифта и прифильтровой части обсадной колонны скважину разрядили в амбар и

освоили на протяжении 3 часов подачей газа в лифт. В процессе освоения скважины отобрали пробы кислотного раствора и определили остаточную кислотность. Остаточная кислотность (средняя из пяти проб) составляла 0,27 %, что подтверждает положение о практически полной нейтрализации кислотного раствора при движении его в поровом пространстве. По аналогичной технологии проведено ещё шесть и три скважино-операции соответственно на нефтяных и газовых скважинах Глинско-Розбышевского нефтегазового месторождения, технологические параметры и результаты которых приведены в таблице 9.10.

Таблица 9.10 – Параметры обработок газированной кислотой

Номер скважины	Середина интервала перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Газовое число $Г_р$	Пластовая температура, °С	Дебит скважин до / после обработки		
					жидкости, тонн/сут	нефти тонн/сут.	газа, тыс. тонн/сут.
91	1819	15,0	0,37	53	0 / 180	0 / 13	0 / 0,3
68	1872	15,0	0,40	52	8 / 150	6 / 27	0,3 / 0,6
66	1897	14,9	0,48	53	48 / 45	2,4 / 1,3	0,11 / 0,11
183	1842	16,5	0,31		прироста дебита не получено		
201	2790	24,8	0,32	78	0 / 200	0 / 5	0,8 / 0,95
114	3395	16,0	0,38	86	–	9 / 16	152 / 221
113	3690	13,1	0,26	96	–	11 / 12	142 / 152
112	3651	24,7	0,07	101	–	0	0

При пластовых давлениях по горизонту П-3, составляющих 0,8–0,9 гидростатического, добавка газа к кислотному раствору позволила ускорить процесс освоения скважины после газокислотной обработки, сократив его с 10 до 2 часов. Это обеспечило достаточно высокую эффективность – до 2 тыс. тонн нефти и 156 тыс. м^3 газа на одну успешную операцию газокислотной обработки. Однако по скважине № 66 с пластовым давлением, равным 0,72 гидростатического, в результате несвоевременного освоения (освоение длилось 10 часов) получен отрицательный результат от газокислотного воздействия, дебит нефти по скважине снизился от 48 до 45 тонн/сут., скважина восстановила свой дебит лишь после 3 месяцев эксплуатации. Не получено также прироста дебита по скважине № 183, освоение которой продолжалось 6 часов.

Так, промысловыми испытаниями установлено, что и при обработке нефтенасыщенных коллекторов одним из основных факторов, влияющих на эффективность процесса газокислотного воздействия, является своевременная и качественная очистка обработанной части пласта.

Вопрос совершенствования технологии газокислотного воздействия для улучшения условий очистки обработанной части пласта остро возник

при повышении производительности скважин Чижевского нефтяного месторождения, пластовое давление по которому снизилось до значения 0,46 гидростатического. Кроме того, нефть по некоторым скважинам при контакте с кислотным раствором образовывала стойкие эмульсии, при движении которых по пласту в процессе освоения скважины после воздействия увеличились потери пластового давления. В таких условиях при значительном истощении пластовой энергии в пласты дополнительно проникала и жидкость, которой скважину глушили перед воздействием на пласт. Это тоже усложняло процесс освоения скважины. Особенно существенное влияние жидкости глушения на процесс освоения скважин отмечено при проникновении её в газонасыщенные пласты с давлением 0,5 гидростатического и ниже.

Для улучшения условий освоения скважин и снижения отрицательного влияния жидкости глушения предложена новая технологическая схема газокислотной обработки пласта без глушения скважины. Эта технология реализуется, как правило, на работающих скважинах. После капитального ремонта скважину сначала пускают в работу и после стабилизации дебита проектируют газокислотную обработку. На нефтяных скважинах процесс осуществляют следующим образом. Устье скважины обвязывают как и при газокислотной обработке по технологии без глушения скважины (см. рис. 9.20), закрывают затрубное пространство и в лифт через эжектор нагнетают газированную нефть.

Так как в кольцевом пространстве работающей скважины над уровнем нефти находится газ, за счёт разницы плотностей он начинает сжиматься, и в затрубном пространстве давление будет увеличиваться. После стабилизации давления в затрубном пространстве газированная нефть начнёт фильтроваться в пласты, а в скважине устанавливается равновесное состояние. В процессе нагнетания газированной нефти в скважину необходимо строго следить за давлением в затрубном пространстве – оно не должно быть выше допустимого на эксплуатационную колонну. В случае увеличения давления в затрубном пространстве выше допустимого его стравливают на 0,5–1,0 МПа при помощи задвижки. Снижение давления в затрубном пространстве приведёт к уменьшению столба газа в затрубном пространстве и увеличению столба газированной нефти, поэтому общий вес флюидов в кольцевом пространстве возрастает и повысится давление на забой. В результате этого создаётся равновесная система, давление в затрубном пространстве стабилизируется ниже допустимого на эксплуатационную колонну, и газированная нефть начнёт фильтроваться в пласты. В этот момент вместо нефти через эжектор нагнетают кислотный раствор, не прекращая при этом подачу газа. Продавливание газокислотной смеси осуществляют газированной нефтью. После этого скважину осваивают, для чего открывают затрубное пространство, а в лифт подают природный газ. Если в процессе заполнения скважины и продавливания газокислотной смеси газированной нефтью соотношение газообразной и жидкой фаз было достаточным для обеспечения фонтанирования скважины (оно является

нижним рациональным значением при проектировании процесса), то скважина после окончания продавливания газокислотной смеси в пласты фонтанирует и самоосваивается.

При осуществлении процесса на газовой скважине выполняется та же последовательность технологических приёмов, только в качестве буферной газожидкостной смеси применяют газометанольную смесь или смесь с конденсатом нефтяного газа, а перед началом нагнетания смеси в скважину последнюю закрывают до стабилизации давления в затрубном пространстве.

При плохой приёмистости скважины возможен случай, когда уровень газожидкостной смеси в затрубном пространстве достигает устья скважины, но при этом давление в затрубном пространстве не стабилизируется, и при дальнейшем нагнетании газожидкостной смеси будет увеличиваться, превышая допустимое на обсадную колонну. Тогда необходимо уменьшить количество эжектируемого газа, прикрывая задвижки на газовой линии, для утяжеления столба газожидкостной смеси в затрубном пространстве, что приведёт к росту давления на забой скважины и снижению давления в затрубном пространстве. Предельным вариантом этой технологии при заполнении скважины жидкостью без газа является технология газокислотной обработки пластов с глушением скважины.

Технологию газокислотной обработки пластов без глушения скважины широко применяют на Чижевском нефтяном и Глинско-Розбышевском газоконденсатном месторождениях. В качестве примера рассмотрим процесс газокислотной обработки скважины № 37 Чижевского месторождения. Скважина № 37 введена в эксплуатацию с дебитом 40 тонн/сут. нефти, полученным из горизонта К-27 при интервале перфорации 3753–3790 м. В 1979 году дебит фонтанирующей скважины снизился до 15,2 тонн/сут., а пластовое давление составляло 0,43 гидростатического. Скважину № 37 закрыли для стабилизации устьевого давления, которое через 48 часов установилось на уровне 5 МПа. Устье скважины № 37 обвязали согласно схеме (см. рис. 9.20), и через устьевой эжектор в лифт начали нагнетать конденсат нефтяного газа и природный газ высокого давления. После нагнетания 31 м^3 конденсата давление в затрубном пространстве выросло до 21 МПа и стабилизировалось на этом уровне. Далее стали нагнетать в скважину № 37 газокислотную смесь следующего состава:

1-я порция – 3 м^3 10 %-ной HCl + 0,3 %-ной лимонной кислоты;

2-я порция – 6 м^3 10 %-ной HCl + 1,5 %-ной HF + 0,3 %-ной лимонной кислоты;

3-я порция – 3 м^3 10 %-ной HCl + 0,2 %-ной лимонной кислоты.

Газокислотный раствор продавили в пласты газоконденсатной смесью. При этом давление в затрубном пространстве увеличилось до 21,7 МПа, а в конце продавливания снизилось до 20,5 МПа. После продавливания газокислотного раствора скважину № 37 разрядили по затрубному пространству в амбар. После снижения давления в затрубном пространстве до 0,5 МПа скважина № 37 начала фонтанировать, и за 2 часа произошло её осво-

ение.

При газокислотной обработке давление до эжектора составляло 43–45 МПа, на выходе из эжектора – 19–21 МПа, в газовой линии – 10,5 МПа, степень аэрации достигла 100–105 $м^3/м^3$. На рисунке 9.22 приведены результаты гидродинамических исследований скважины. В результате газокислотной обработки коэффициенты продуктивности скважины № 37 (Чи-жевское месторождение) увеличились в 6,3 раза. Она проработала с увеличенным дебитом более 24 месяцев. После газокислотной обработки дебит скважины № 37 возрос более чем в 3 раза. По описанной технологии газокислотной обработки пластов без глушения скважин на данном месторождении проведено 24 скважино-операции.

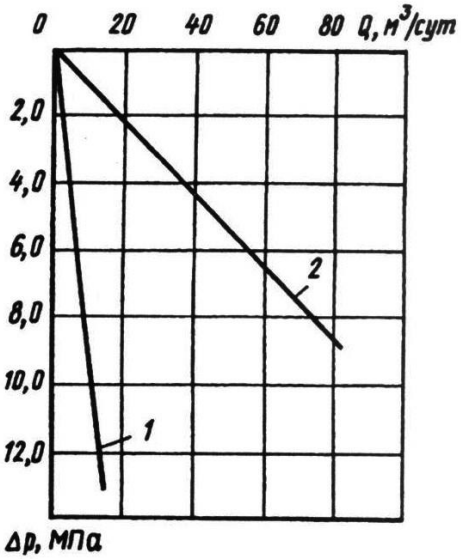


Рисунок 9.22 – Результаты гидродинамических исследований нефтяной скважины № 37 Чижевского месторождения:
1, 2 – до газокислотной обработки и после неё соответственно

Технология газокислотной обработки пластов без глушения испытана и на газовых скважинах Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения. В качестве примера рассмотрим обработку пластов в скважине № 204, которая введена в эксплуатацию с дебитом 860 тыс. $м^3$/сут. газа и 36 тонн/сут. конденсата нефтяного газа. Интервал перфорации горизонта К-29-30 составлял 3235–3533 м. В 1971 году с целью увеличения производительности в скважине № 204 была проведена кислотная обработка по стандартной технологии, после которой дебит скважины по газу снизился от 748 до 622 тыс. $м^3$/сут. Обработка была проведена при пластовом давлении, равном 0,97 гидростатического. В 1973 году осуществлена повторная кислотная обработка по обычной технологии, после которой дебит снова снизился от 435 до 120 тыс. $м^3$/сут. Пластовое давление во время проведения повторной обработки по обычной технологии составило 0,85 гидростатического. В 1976 году на скважине № 204 были проведены капитальный

ремонт и пенокислотная обработка, дебит составил 100–120 тыс. м^3/сут. газа. В 1978 году осуществлена дополнительная перфорация в интервале 3369–3438 м, после чего дебит составил 241,7 тыс. м^3/сут. газа. В то же время при текущем пластовом давлении, составлявшем 0,49 гидростатического, на скважине № 204 была запроектирована и проведена газокислотная обработка пластов по технологии без глушения скважины. Технологию газокислотной обработки осуществляли следующим образом. Скважину № 204 закрыли для стабилизации устьевого давления. По истечении 24 часов давление на устье стабилизировалось на уровне 15 МПа, устье обвязали согласно технологической схеме (см. рис. 9.20). При закрытой задвижке в затрубном пространстве в лифт через устьевой эжектор нагнетали конденсат нефтяного газа, одновременно подавая в газовую полость эжектора природный газ. После нагнетания в скважину № 204 конденсата нефтяного газа объёмом 14,5 м^3 давление в затрубном пространстве стабилизировалось на уровне 24,7 МПа, что указывало на фильтрацию газоконденсатной смеси в пласт. В этот момент в скважину № 204 вместо конденсата нефтяного газа начали нагнетание глинокислотного раствора, не прекращая при этом подачу газа. Объёмы и состав глинокислотного раствора такие же, как и на скважине № 37 Чижевская. При нагнетании газокислотной смеси в пласты давление в затрубном пространстве сначала увеличилось на 0,5 МПа, а после откачивания второй порции кислотного раствора снизилось на 0,7 МПа. Рост давления в затрубном пространстве скважины № 204 в процессе нагнетания газокислотной смеси в пласты происходит из-за того, что увеличивается фильтрационное сопротивление по сравнению с движением в пласт газоконденсатной смеси. Это приводит к частичному перекачиванию газокислотной смеси в затрубное пространство. Однако при фильтрации газокислотной смеси по пласту возрастает его проницаемость, что приводит к снижению потерь давления при движении газокислотной смеси в призабойной зоне пласта, а за счёт упругой энергии газа, сжатого в затрубном пространстве, перекачанная в него газокислотная смесь оттесняется в пласты. Однако если давление в затрубном пространстве в процессе продавливания газокислотной смеси в пласты не снижается до значения давления, которое стабилизировалось в момент фильтрации в пласты газоконденсатной смеси или ниже его, то после продавливания газокислотной смеси в затрубное пространство нагнетается конденсат нефтяного газа в объёме не более половины первой порции кислотного раствора. Продавливание газокислотной смеси осуществляли газоводяной смесью в объёме, равном объёму насосно-компрессорных труб. После продавливания газокислотной смеси провели освоение скважины № 204 по НКТ в амбар; она самоосвоилась в течение 1,5 часов.

В процессе проведения газокислотной обработки давление в газовой линии поддерживалось на уровне 13,0–13,5 МПа, давление до эжектора составляло 43 МПа, на выходе из эжектора в процессе нагнетания газокис-

лотной смеси – от 17 до 18 МПа. При этих параметрах процесса степень аэрации достигла 127 $м^3/м^3$. После газокислотной обработки дебит скважины № 204 увеличился до 348,5 тыс. $м^3$/сут. газа и до 24,6 тонн/сут. конденсата нефтяного газа.

Технология газокислотной обработки пласта без глушения скважины может также успешно применяться на скважинах с пластовыми давлениями намного ниже гидростатического. Если скважины со значительным истощением пластового давления $p_{пл} < 0{,}5\, p_{ст}$ заглушить, то часто в процессе их освоения даже при продувке лифта до башмака они не осваиваются, так как перепада давления в призабойной зоне недостаточно для очистки пласта от проникших в него жидкостей. В этом случае скважину можно освоить длительным дренированием при максимально возможных депрессиях или после увеличения фильтрационной характеристики пласта в призабойной зоне скважин за счёт обеспечения наилучших условий для очистки пласта от продуктов реакции и нагнетаемых жидкостей. Эту задачу и позволяет решить технология газокислотной обработки пласта без глушения скважины. Пример использования технологии показан по скважине № 207 Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения. Интервал перфорации газонасыщенного пласта в скважине № 207 3475–3639 м, пластовое давление на момент её глушения для ревизии лифта составлял 0,3 гидростатического. После глушения пластовой водой скважина № 207 не осваивалась даже после неоднократной полной продувки НКТ до башмака. Так, она периодически дренировалась в течение нескольких месяцев, однако освоить её не удалось. На скважине № 207 провели газокислотную обработку пласта по технологической схеме без глушения скважины. Перед этим скважину № 207 полностью продули газом, после чего закрыли затрубное пространство и из шлейфа подали в неё газ до стабилизации давления на устье скважины. Давление стабилизировалось на уровне 11 МПа.

Далее устье скважины № 207 обвязали согласно технологической схеме (см. рис. 9.20) и осуществили процесс с аналогичной последовательностью технологических приёмов на скважине № 204. Давление кислотного раствора до эжектора составляло 32 МПа, в газовой линии – 10 МПа, на выходе из эжектора 11,5 МПа. По окончании процесса разрядили НКТ и затем – затрубное пространство. После подачи газа в НКТ скважина № 207 начала работать по затрубному пространству в амбар. В течение 5 сут. её дебит восстановили до уровня на момент её глушения, а в последующие 12 сут. дебит увеличился до 87,8 тыс. $м^3$/сут. С возросшим дебитом скважина № 207 проработала 11 месяцев. Параметры скважин, технологии и результаты газокислотного воздействия на нефте- и газонасыщенные пласты без глушения скважин приведены в таблице 9.11. Таким образом, при осуществлении газокислотной обработки пластов со значительным истощением пластовой энергии после глушения скважин в процессе их ремонтов реша-

ется задача увеличения производительности и освоения скважин.

Таблица 9.11

Номер скважины	Середина интервала перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Газовое число	Пластовая температура, °С	Дебит скважины до / после обработки		
					жидкости, тонн/сут.	нефти тонн/сут.	газа, тыс. $м^3$/сут.
Чижевское месторождение							
185	2953	23,2	0,27	85	13,2 / 35,0	13,2 / 34,3	11,3 / 27,2
29	3804	18,3	0,34	102	3,0 / 23,1	3,0 / 23,7	3,0 / 86,7
30	3801	18,8	0,21	97	8,6 / 16,0	6,9 / 14,1	172,2 / 177,0
26	3811	17,9	0,33	100	8,5 / 26,8	8,0 / 23,2	54,3 / 62,8
39	3803	18,5	0,25	95	17,0 / 46,7	17,0 / 1,1	26,0 / 70,0
37	3771	16,34	0,23	103	15,2 / 52,0	15,2 / 52	30,0 / 48,0
44	3779	16,25	0,19	103	4,9 / 67,5	4,9 / 67,5	5,7 / 75,0
35	3770	16,53	0,21	103	18,6 / 37,4	18,6 / 34,4	30,7 / 42,4
26	3313	17,1	0,31	90	20,5 / 33,8	15,2 / 25,0	24,3 / 40,7
39	3809	15,3	0,28	95	8,1 / 9,8	7,9 / 9,5	10,7 / 9,9
48	3812	15,3	0,34	100	23,7 / 30,0	22,8 / 29,1	15,6 / 19,0
54	3851	11,1	0,36	105	10,0 / 15,0	0,2 / 2,3	0,1 / 21,3
38	3801	15,0	0,27	97	15,6 / 27,6	15,1 / 26,5	22,3 / 38,4
44	3777	15,9	0,32	103	15,4 / 26,0	14,0 / 23,4	10,5 / 18,3
45	3741	16,9	0,26	103	6,9 / 10,0	5,9 / 8,5	7,7 / 11,1
33	3759	19,2	0,25	102	27,5 / 34,4	25,6 / 32,0	22,9 / 28,8
58	3521	14,7	0,35	92	18,6 / 26,8	18,4 / 26,0	12,6 / 24,7
49	3830	12,1	0,23	103	5,3 / 8,5	0,1 / 8,2	0,03 / 7,0
45	3741	16,9	0,21	103	5,5 / 5,7	4,7 / 4,8	5,5 / 5,7
Глинско-Розбышевское месторождение							
203	3091	15,95	0,27	96	5,9 / 9,7	6,9 / 8,7	30,4 / 44,8
206	1840	16,2	0,28	52	2,0 / 3,5	1,9 / 3,4	0,1 / 0,2
233	3811	12,2	0,31	100	9,5 / 17,5	9,2 / 16,8	9,3 / 16,0

В результате внедрения газокислотных обработок на рассмотренных месторождениях получен ряд технологических и экономических преимуществ. Основным показателем технологической эффективности является повышение уровня дополнительной добычи нефти и газа, а также успешности операций. Это достигается за счёт реализации достоинств процесса: ускоренного извлечения продуктов реакции и освоения скважин после проведения обработок. Наиболее полно указанные преимущества выявлены в газовых и нефтяных скважинах на поздней стадии разработки месторождений с низкой пластовой энергией. Применение газокислотных смесей и технологических схем обработок без глушения скважин позволило увеличить производительность скважин в 1,5–9,0 раз.

Необходимо отметить, что если указанные результаты весьма показательны даже для карбонатных коллекторов, то для терригенных пород они однозначно определяют высокую эффективность процесса.

За 6 лет проведено 56 газокислотных обработок, в результате чего дополнительно добыто 75,8 тыс. тонн нефти и 232,7 млн м^3 газа. В первые 2 года газокислотные обработки проводили по технологической схеме с глушением скважин. При этом успешность операций изменялась в широком диапазоне – от 100 % до 0, а дополнительная добыча на успешную операцию составляла 0,4–0,8 тыс. тонн нефти и 0,2–4 млн м^3 газа. Переход на технологию газокислотных обработок без глушения скважин позволил резко повысить эффективность обработок. Прирост добычи на успешную операцию составил 1,1–4,6 тыс. тонн нефти и конденсата нефтяного газа 4–19 млн м^3 газа, успешность операций 81–100 %. При этом достигнуто также увеличение длительности эффекта до 310–378 сут.

Улучшение фильтрационно-емкостных характеристик в призабойной зоне после осуществления газокислотных обработок нефтяных скважин (Чижевское месторождение) позволило продлить время фонтанирования скважин в условиях резкого снижения пластовых давлений. В отдельных случаях газлифтные скважины после газокислотного воздействия были переведены на фонтанный способ эксплуатации (скважины №№ 44, 37 и 26). Некоторое снижение показателей эффективности газокислотных обработок произошло в связи со снижением пластового давления на основных объектах на 50–70 % и составило 0,3–0,4 гидростатического. Это привело к переводу фонтанных нефтяных скважин на другие способы эксплуатации. Кроме того, происходит интенсивное обводнение пластов, в связи с чем сокращается фонд скважин для первичных обработок. Проведение повторных обработок при тех же параметрах процесса характеризуется значительным снижением как дополнительной добычи, так и продолжительности эффекта. Последнее обусловливает новые требования к выбору объектов для кислотного воздействия, а также совершенствование рецептур и технологий обработок.

9.5 Термообработка скважин углеводородными жидкостями с азотом

Забойная температура при эксплуатации скважин Битковского месторождения (37–39 °С) ниже температуры кристаллизации парафина в пластовых условиях (42–45 °С). Сделан вывод о возможности парафиновыпадения в призабойной зоне скважин и рекомендовано применение тепловых методов. В настоящее время в связи с дальнейшим развитием режима растворённого газа дебиты скважин снизились до нескольких тонн в сутки, газовые факторы выросли до 2–3 тыс. м^3/тонн, что повлекло за собой ещё большее снижение температуры в работающих пластах у ствола скважины (до 30 °С). Пластовое давление снизилось до 0,5 гидростатического, так как условия извлечения растворённого парафина после термообработки (ТО) призабойной зоны скважины ухудшились.

ТО осуществлена на Битковском месторождении путём закачки приблизительно 50 м^3 горячего растворителя (нефти или дизельного топлива) при температуре на устье T_y = 73 °С и с применением специальной установки для огневого подогрева нефти на поверхности при T_y = 161 °С. При термообработках в пласт закачивали обычно 20–30 м^3 растворителя (нефть, конденсат и др.) с расходом 0,2–0,3 м^3/мин. при давлении на устье p_y = = 5–20 МПа. Остальная жидкость оставалась в стволе скважины. Средняя дополнительная добыча $Д$ на одну ТО составила $Д^0_{73}$ = 150 тонн по 86 операциям и $Д^0_{161}$ = 233 тонн по 73 операциям, т.е. с ростом температуры на устье дополнительная добыча увеличилась в 1,5 раза. По некоторым скважинам определяли изменение забойной температуры $T_{заб}$ при ТО. Например, по данным замера в скважине № 563 на глубине 1500 м до термообработки $T_{заб}$ = 36,4 °С, после циркуляции 30 м^3 нефти $T_{заб}$ = 39 °С при T_y = 60 ÷ 120 °С.

После закачки в пласт 30 м^3 нефти с расходом 0,25 м^3/мин. $T_{заб}$ = = 54 °С при T_y = 155 °С. Средний прирост температуры на забое по сравнению с начальной составил 11 °С, а количество теплоты, внесённой в пласт, равно 586 тыс. кДж. Если принять среднюю поглощающую мощность пласта равной 20 м (по данным термометрических исследований скважин), то расчётный радиус, где пластовая температура увеличится на 10 °С, будет не более 1 м, хотя радиус проникновения закачиваемой жидкости достигает 2,5 м. При этом повышение температуры в зоне прогрева над температурой кристаллизации составит всего 2–5 °С. При такой небольшой глубине и степени прогрева резервы повышения эффективности процесса состоят, очевидно, в увеличении забойной температуры и немедленном (до остывания) выносе тёплого растворителя с парафином из пласта.

Рассмотрены возможности улучшения технологии в указанных направлениях с применением газифицированного жидкого азота. При прочих равных условиях можно достигнуть увеличения забойной температуры в 2 раза за счёт заполнения затрубного пространства газообразным азотом на 25 %, если к жидкости-теплоносителю добавить газообразный азот в количестве приблизительно 250 $м^3/м^3$. Пока применяется вариант усовершенствованной технологии термообработки, заключающейся в добавке 60 $м^3/м^3$ азота к жидкости, заполняющей затрубное пространство скважины и закачиваемой в пласт. В результате этого несколько снижаются теплопотери и обеспечивается немедленное после закачки и более полное извлечение растворителя с парафином из пласта.

В таблице 9.12 приведены данные о технологии и результатах характерных процессов термообработки призабойной зоны без азота и с азотом по некоторым фонтанным скважинам Битковского месторождения.

Технология термообработки с азотом (АТО) следующая. Не изменяя глубины подвески труб, производят прямую циркуляцию растворителя при расходе 0,3–0,4 $м^3$/мин. и азота при 12 $м^3$/мин. (T_y = 120 ÷ 200 °С) в объёме ствола скважины обычно в течение 1 часа. При том же расходе азота и меньшем расходе жидкости 0,2–0,3 $м^3$/мин. при T_y = 160 ÷ 200 °С и давлении до 20 МПа на протяжении 1,5–2,5 часов закачивают в пласт 20–30 $м^3$ растворителя при закрытом затрубном пространстве. Открывают затрубную задвижку и продолжают закачку в трубы до 2000 $м^3$ азота при давлении на устье до 12 МПа. Через 2–3 часа скважину осваивали. Весь процесс продолжался 5–7 часов. При закачке растворителя без азота (см. табл. 9.12) давление закачки обычно меньше (однофазный поток), а продолжительность освоения намного больше. Исключение составляет освоение скважины № 535Б после третьей термообработки с азотом, длительность освоения которой составляет 140 часов. Объясняется это нехваткой азота для полной продувки скважины сразу после проведения процесса. Остальные параметры процессов АТО и ТО практически не отличаются. Всего с начала внедрения проведено 32 скважино-операции АТО, за счёт чего получено дополнительно более 7000 тонн нефти.

При применении статистических методов для оценки ТО и АТО результаты во многом зависят от однородности исходного материала, поэтому подбор его сделан целенаправленно. Основные принципы формирования выборки следующие:

1) сопоставление результатов ТО и АТО проводили с целью уменьшения вариации по геологическим причинам, условиям вскрытия пласта и эксплуатации скважин;

2) количество теплоты, генерируемое на устье скважины и подлежащее доставке в пласт, при ТО должно быть не меньше, чем при АТО с азотом, объём растворителя, скорость его закачки и другие – примерно одинаковыми;

Таблица 9.12 – Эффективность периодических ТО и АТО

Номер скважины	Вскрытый интервал, диаметр, мм; глубина спуска НКТ, м	Объём жидкости с учётом заполнения эксплуатационной колонны, $м^3$	Расход жидкости, $м^3$/мин.	Использованное количество жидкого азота, тонн		Длительность освоения, ч	Давление закачки теплоносителя, МПа	Температура растворителя на устье скважины, °С	Дебит, тонн/сут.		Дополнительно добыто нефти, тонн
				для обработки	для освоения				до обработки	после освоения	
64Б	1575–1893; 73; 1567	50	0,27	–	–	> 12	14	190	5,4	6,0	10
		50	0,23	3,0	3,0	3	16	180	2,2	4,0	190
		49	0,32	2,0	3,0	4	17,5	200	2,3	3,5	140
		55	0,30	2,5	2,0	2	17	180	1,8	3,7	222
		50	0,33	–	–	> 10	16	185	2,0	2,3	55
580Б	1732–2023; 73; 1736	60	0,20	2,5	2,0	3	5	200	23,0	27,0	394
		57	0,21	–	–	> 12	0	230	21,4	24,9	128
535Б	1615–1895; 73 × 60; 1597	45	0,23	–	–	> 12	0	230	2,0	2,0	0
		45	0,30	3,0	2,0	3	14	190	1,0	3,7	536
		50	0,29	2,5	2,0	3	8	215	0,8	4,0	375
		70	0,19	3,0	0,5	140	20	180	1,0	1,0	–
100Тв	2042–2045; 73; 2029	50	0,29	–	–	> 10	23	180	16,0	19,0	254
		50	0,28	–	–	> 10	21	200	16,0	18,0	130
		49	0,29	3,0	1,0	< 1	21	200	15,4	21,0	1629

3) количество нефти, добытой из скважин между обработками, тоже должно быть примерно одинаковым, так как степень запарафинирования призабойной зоны при постоянном дебите, конечно, пропорциональна количеству извлечённой нефти.

Для получения вывода о преимуществе новой технологии применимы методы проверки статистических гипотез. Нулевую гипотезу H_0 сформулировали следующим образом: дополнительная добыча нефти после ТО и АТО почти одинакова.

Сопоставление результатов термообработки ведётся по операциям последовательно на одних и тех же скважинах, сначала ТО, а после неё АТО, поэтому дополнительную добычу нефти после АТО нельзя рассматривать как варьирующую независимо от результатов предыдущих ТО. В таких условиях для проверки нулевой гипотезы применим метод сравнения совокупностей с попарно связанными наблюдениями.

Исходный материал и расчётные статистические параметры представлены в таблице 9.13.

Таблица 9.13 – Эффективность периодических ТО и АТО

Номер скважины	Дополнительно добыто нефти, тонн	
	после ТО	после АТО
528	250	175
535	120	450
587	218	566
648	10	192
648	55	222
221	145	809
100	215	232
100	75	101

Среднее значение разности приростов составляет 211,4 тонн при среднеквадратическом отклонении ± 223,1 тонн. Условием применимости *t*-критерия для проверки гипотезы о разности средних значений приростов является наличие нормального распределения разностей приростов.

Проверка по *W*-критерию показала, что, поскольку $W_{on} > W_{кр\,0,05;8}$, нет оснований говорить об отклонении распределения разностей прироста добычи от нормального. Рассчитан опытный *t*-критерий, и, поскольку $t_{on} > t_{кр\,0,05;7}$, H_0 отвергается и АТО даёт существенно больший прирост, чем ТО. Для проверки H_0 (см. табл. 9.13) использовали также непараметрический критерий Ван-дер-Вардена. Согласно произведённым расчётам величина $X_{on} > X_{кр\,0,50;16}$, поэтому H_0 отвергается, и разница в результатах ТО и АТО статически различима.

Таким образом, доказано с вероятностью ошибки 5 %, что обработка АТО эффективнее обычных ТО. Причем после ТО имеем $Д = 131,6 \pm 80,7$, а после АТО имеем $Д = 343 \pm 243,7$, т.е. выше в 2,6 раза. Это свидетельствует о целесообразности применения азота для увеличения эффективности ТО даже в небольшом количестве (60 $м^3/м^3$), обеспечивающем своевременное извлечение растворителя с парафином из призабойной зоны скважин.

Всего было проведено 20 АТО, при этом дополнительная добыча в сравнении с обычными ТО увеличилась в 2 раза и составила 417 тонн на скважино-операцию.

Применение других схем добавления азота при термообработке возможно при условии увеличения производительности применяемых азотных установок до 24–48 $м^3$/мин.

9.6 Газогидропескоструйная перфорация скважин

Вопрос о сохранении естественной проницаемости стенок перфорационных каналов и увеличении их глубины приобретает особую остроту при вскрытии глубокозалегающих пластов с уплотнёнными коллекторами и горизонтов с пластовым давлением ниже гидростатического. Такие условия наблюдаются обычно в старых обустроенных нефтяных районах. Первое – при разведочном бурении на больших глубинах, второе – при возврате на вышележащие объекты многопластовых месторождений. Из всех известных и применяющихся способов перфорации этим требованиям наиболее полно отвечает газогидропескоструйная перфорация.

Исследования, проводимые на стендах, показали, что за счёт добавления газа (азота) в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 2–3 раза) увеличить длину канала.

Наряду с этим газогидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ по сравнению с обыкновенной гидропескоструйной перфорацией.

При проведении процесса создаётся дополнительный перепад давлений на насадках за счёт разности плотностей аэрированной смеси в насосно-компрессорных трубах и в затрубном пространстве, увеличивающийся с ростом глубины скважины. Например, при расходе жидкости (воды) 0,54 $м^3$/мин. и азота 6 и 12 $м^3$/мин. (при работе соответственно одной или двух установок АГУ-8К) и глубине скважины 2000 м средняя расчётная плотность смеси (предполагается отсутствие потерь скольжения газа относительно жидкости) составит в затрубном пространстве 0,73 и 0,60 г/$см^3$, а в трубах – 0,97 г/$см^3$. Тогда дополнительный перепад давления за счёт разности плотностей равен 4,8–7,4 МПа. С увеличением глубины скважины до 4000 м дополнительный перепад возрастает примерно до 8,8–13,6 МПа. Таким образом, при добавлении азота возникают реальные возможности увеличения предельной глубины гидроперфорации за счёт компенсации

возрастающих с глубиной гидравлических потерь в трубах.

Очень важным фактором, способствующим широкому применению гидроперфорации с азотом, является создание при проведении процесса давления в скважине, значительно меньшего гидростатического. В условиях рассмотренного примера в скважине глубиной 2–4 тыс. м различие между давлением в затрубном пространстве и гидростатическим давлением составит приблизительно 5–15 МПа. Благодаря этому исключается возможность загрязнения перфорационных каналов и проникновения в пласт инородных жидкостей и при вскрытии объектов с пониженным пластовым давлением. Кроме того, при газогидропескоструйной перфорации сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт, а также происходит постоянное дренирование скважины. Наличие газопроявлений способствует ещё большему разгазированию столба в затрубном пространстве и, следовательно, стимулирует процесс.

9.6.1 Исследование выработки каналов азотогидропескоструйной перфорацией

Целью данного исследования являлось изучение в стендовых условиях влияния противодавления, перепада давлений, газосодержания и длительности выработки канала на размер перфорационных каналов и отработка рациональной технологии проведения процесса.

Конструкция стенда предусматривала проведение опыта при высоком противодавлении (до 20 МПа) и обеспечивала возможность измерения основных параметров процесса. Для создания высоких рабочих давлений азотно-жидкостной смеси (до 35 МПа) проводили эжектирование её до рабочей насадки. Поддержание заданного противодавления в камере осуществлялось дросселированием рабочей смеси через насадки.

Количество газообразного азота, поступающего в эжектор, измерялось расходомером ДП-430. Получение заданного газосодержания при постоянном расходе газа достигалось путём сброса части газообразного азота в атмосферу через запорное устройство и измерялось ротационным счётчиком. Расход жидкости измерялся по ёмкости вспомогательного агрегата.

Испытанию подверглись образцы, заключённые в патрубки размером 114 × 5 мм, длиной 895 мм, к которым с обеих сторон приваривались заглушки толщиной 10 мм из стали 3. Образцы приготовлялись из смеси тампонажного цемента марки 700 и кварцевого песка Волгоградского карьера в соотношении 1:1 при водоцементном факторе 0,31.

Расстояние от насадки до преграды составляло 20–25 мм, концентрация песка 30–40 кг/м^3. В качестве рабочей жидкости использовалась водоазотная смесь с песком фракции 1,2–2,0 мм, которая прокачивалась через насадки диаметром 6,0 и 4,5 мм. Через каждые 20 мин. замерялись глубина канала и объём выработки.

Влияние противодавления. В опытах этой серии разрушению подвергались образцы прочностью на одноосное сжатие 60 МПа при газосодержании 0,24. Под газосодержанием струи понимается отношение расхода газа к объёмному расходу смеси, приведенному к давлению в камере об-

разца.

Из характера кривых (рис. 9.23) видно, что заметное влияние на величину выработки оказывает повышение противодавления только в пределах 5–6 МПа. Дальнейшее его повышение практически не изменяет интенсивности разрушения.

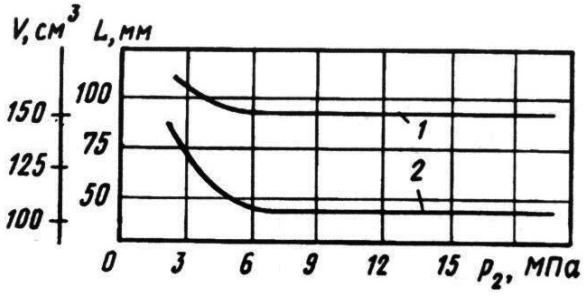


Рисунок 9.23 – Влияние противодавления на длину канала *L* (1) и объём выработки *V* (2)

Подобное явление наблюдалось также при гидропескоструйной перфорации, которое объясняется наличием газовыделений в структуре и окружающем её пространстве, что приводит к изменению динамического напора струи.

Величина динамического (или скоростного) напора струи определяется по формуле:

$$H_{\partial} = \frac{\rho \cdot \nu^2}{2}, \qquad (9.35)$$

где ρ – плотность струи; ν – скорость истечения струи.

Отсюда следует, что динамический напор струи, т.е. её разрушающая способность, зависит от плотности и скорости струи.

При истечении жидкости со свободной газовой фазой в среду с давлением ниже 5–6 МПа объём газа увеличивается за счёт появления полости с пониженным давлением, что приводит к повышению скорости и дальнобойности струи. Расширение газа начинается непосредственно в насадке и продолжается в среде, в которую истекает струя.

С повышением противодавления более 5–6 МПа объём струи при попадании в среду не изменяется, что в конечном счёте приводит к постоянству (при прочих равных условиях) динамического напора струи и её разрушающей способности. Влияние величины противодавления на размеры входного отверстия в металлической заглушке несущественно.

С учётом изложенного выше в дальнейших опытах для моделирования забойных условий скважины значение противодавления было принято равным 5–6 МПа.

Влияние перепада давлений. Одним из основных факторов, влияющих на получение каналов большой протяжённости, является энергия струи, которая в основном определяется перепадом давления в насадке.

При прочих равных условиях с ростом перепада давлений в насадке длина канала увеличивается (табл. 9.14). Например, при повышении перепада на 5 МПа (в 1,25 раза) увеличиваются длина канала и объём выработки соответственно в 1,25 и 1,2 раза.

Таблица 9.14 – Влияние перепада давлений на размеры перфорационного канала

Номер образца	Перепад давлений на рабочей насадке, МПа	Расход воды, л/с	Расход газообразного азота $нм^3$/мин.	Время перфорации, мин.	Размеры отверстия, мм		Объём выработки, $см^3$
					глубина	вход в металлическую заглушку	
6	20	2,7	3,0	20	89	15 × 22	105
16	25	2,9	3,4	20	108	16 × 22	120
17	29	3,3	4,2	20	130	21 × 21	132
Примечание. Значения $Q_{сж}$ = 60 МПа, $d_н$ = 4,5 мм, φ = 0,24.							

Очевидно, с точки зрения увеличения размера каналов процесс газогидропескоструйной перфорации целесообразно проводить при максимально возможном перепаде давлений. Однако повышать перепад можно до известной величины, которая определяется техническими и технологическими возможностями используемого оборудования, насосных агрегатов и азотных установок, с одной стороны, и экономически выгодными затратами, с другой. Из этих соображений при азотогидропескоструйной перфорации для установок 4АН-700 и АГУ-8К рекомендуется поддерживать перепад давлений на рабочей насадке 25–30 МПа.

Влияние газосодержания. Экспериментальными исследованиями установлено, что применение газожидкостной смеси при абразивной перфорации повышает темп образования перфорационного канала и способствует его увеличению в 1,5–2,0 раза.

Данные опыты поставлены для проверки этих выводов в условиях, приближённых к пластовым, на искусственных образцах прочностью на одноосное сжатие 390 и 60 МПа.

Влияние добавления газа на процесс газогидропескоструйной перфорации изучалось при истечении жидкости со свободной газовой фазой. Газосодержание в процессе исследований изменялось от 0 до 0,5.

Из результатов исследований (рис. 9.24 и 9.25) видно, что с добавлением азота в рассматриваемых пределах (при прочих равных условиях) длина канала увеличивается в 1,4–1,6 раза, а объём – в 2,3–2,5 раза.

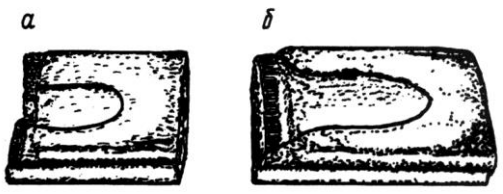


Рисунок 9.24 – Продольное сечение перфорационных каналов

при гидроперфорации (*а*) и азотогидроперфорации (*б*)

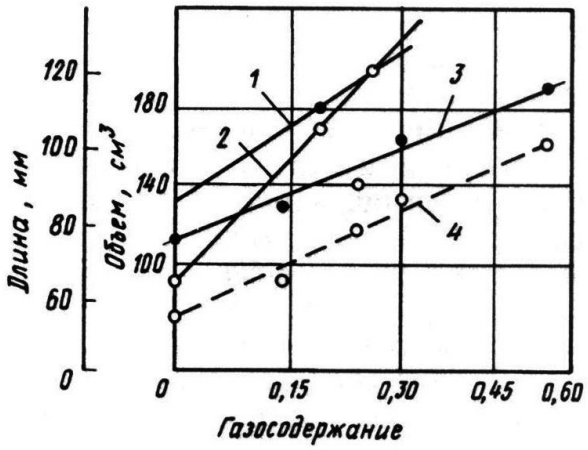


Рисунок 9.25 – Влияние газосодержания на длину (1, 3) и объём (2, 4) перфорационных каналов:

1, 2 – для образцов с $\sigma_{сж}$ = 39 МПа, Δp = 11 МПа, $d_н$ = 6,0 мм;

3, 4 – для образцов с $\sigma_{сж}$ = 60 МПа, Δp = 20 МПа, $d_н$ = 4,5 мм

Увеличение глубины выработки с ростом газосодержания обусловлено возрастанием динамического напора струи за счёт увеличения её скорости.

Размеры входного отверстия практически не отличаются, но форма его при большом газосодержании приближается к кругу, а при малом – имеет форму эллипса.

Влияние длительности выработки канала. Увеличение времени перфорации от 20 до 40 и от 40 до 80 мин. при использовании газожидкостных смесей позволяет увеличить размеры перфорационных каналов (рис. 9.26, кривые 4, 5) в 1,33 и 1,12 раза соответственно, т.е. прирост длины канала очень замедляется.

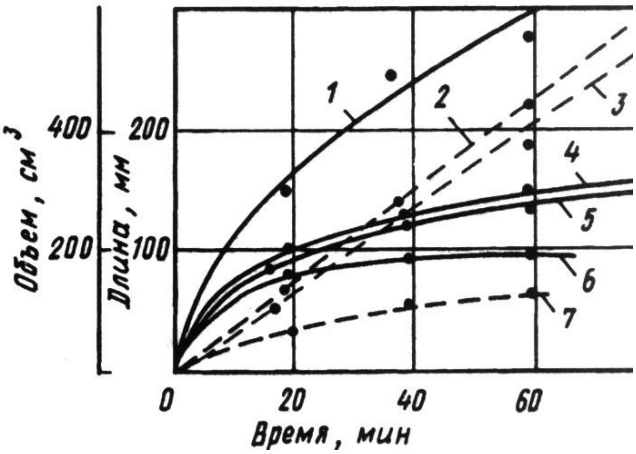


Рисунок 9.26 – Изменение длины (1, 4–6) и объёма (2, 3, 7) перфорационного канала во времени при различных условиях:

1 – φ = 0,65, $d_н$ = 6,0 мм, Δp = 11,5 МПа, $\sigma_{сж}$ = 52 МПа;

2, 4 – φ = 0,30, $d_н$ = 4,5 мм, Δp = 20 МПа, $\sigma_{сж}$ = 60 МПа;

3, 5 – φ = 0,32, $d_н$ = 6,0 мм, Δp = 15 МПа, $\sigma_{сж}$ = 52 МПа;

6, 7 – φ = 0, $d_н$ = 6,0 мм, Δp = 15 МПа, $\sigma_{сж}$ = 52 МПа

Объём выработки при газогидропескоструйной перфорации в течение 80 мин. от начала резки увеличивается пропорционально времени, тогда как при гидропескоструйной перфорации увеличение происходит с затуханием (рис. 9.26, кривая 7).

Из проведённых исследований видно, что при гидропескоструйной перфорации отверстие образуется в течение 30–40 мин., а дальше в основном увеличивается объём канала.

Прирост увеличения объёма перфорационного отверстия при изменении газосодержания в рассматриваемых пределах на протяжении всего времени в течение 80 мин. резки не уменьшается. Это свидетельствует о целесообразности продолжения газогидроперфорации до 80 мин., если необходимо увеличить поверхность фильтрации перфорационного канала.

Таким образом, в процессе стендовых испытаний выявлено влияние основных факторов на выработку канала. Полученные данные положены в основу проектирования технологии газогидроперфорации скважин, рекомендуемой для интенсификации выработки каналов.

9.6.2 Представление о механизме выработки каналов и методике расчёта их глубины

Одно из перспективных направлений увеличения глубины выработки канала при гидропескоструйной перфорации – добавление в струю газовой фазы. Параметром, характеризующим свойства струи жидкости с газом, является газосодержание ψ, представляющее собой отношение

$$\psi = \frac{\dfrac{V_г}{p_{ср}}}{V_{ж} + \left(\dfrac{V_г}{p_{ср}}\right)}, \qquad (9.36)$$

где $V_г$ – объём газа в нормальных условиях; $V_{ж}$ – объём жидкости; $p_{ср}$ – давление среды, в которую истекает струя.

Между газосодержанием и газовым числом $Г$, которое является отношением объёма газа в нормальных условиях к объёму жидкости, существует зависимость

$$Г = \frac{\psi}{1-\psi} \cdot \frac{p_{ср}}{p_0}, \qquad (9.37)$$

где p_0 – атмосферное давление.

Исследованиями В.А. Киреева, Ю.Н. Васильева, А.Е. Корнилова раскрыты основы механизма процесса. Установлено, что при добавлении газа в струю жидкости увеличивается начальная скорость струи и более мед-

ленно снижается скорость струи по мере удаления от насадки.

На основе обработки экспериментальных данных изменения начальной скорости струи с ростом газосодержания $0{,}1 \le \psi \le 0{,}5$ получена зависимость, которая действительна в указанных пределах изменения газосодержания:

$$u_{0\,гжс} = (1{,}15 + 1{,}85 \cdot \psi) \cdot u_0, \qquad (9.38)$$

где $u_{0\,гжс}$ – начальная скорость газожидкостной смеси (ГЖС); u_0 – начальная скорость жидкости, входящей в состав ГЖС.

Например, при $\psi = 0{,}2$ имеем $u_{0\,гжс} = 1{,}52 \cdot u_0$, а при $\varphi = 0{,}35$ имеем $u_{0\,гжс} = 1{,}8 \cdot u_0$, т.е. скорость движения газожидкостной смеси значительно больше скорости жидкости, входящей в её состав.

С ростом газосодержания в исследованных пределах улучшается качество струи. Это отражается на численном значении коэффициента структуры струи. Так, при $\psi = 0{,}2$ коэффициент структуры газожидкостной струи уменьшается в 1,5 раза, а при $\psi = 0{,}35$ – в 1,75 раза по сравнению с начальным (при $\psi = 0$). Улучшение качества струи объясняется выделением из неё газа. При этом уменьшается массообмен между струёй и средой, в которую происходит истечение.

Проследим изменение скорости струи с ростом газосодержания и по мере удаления от насадки. Так, на расстоянии $\frac{x}{d_0} = 20$ при $\psi = 0{,}20$ и 0,35 соответственно $u_{0\,гжс} = 1{,}32$ и $1{,}71 \cdot u_x$. При увеличении расстояния от насадки $\frac{x}{d_0} = 30$ это различие возрастает до $u_{0\,гжс} = 2{,}0$ и $2{,}5 \cdot u_x$. Следовательно, скорость газожидкостной струи с удалением от насадки остаётся большей, чем скорость жидкости, и тем больше, чем выше газосодержание.

Экспериментальные данные дают весьма интересные сведения о скорости газожидкостной смеси и жидкости. Так, при $\psi = 0{,}35 \cdot u_{0\,гжс}$ примерно в 1,9 раза выше u_0. При этом около трети роста начальной скорости струи происходит в результате увеличения объёма флюидов, а остальное – за счёт энергии расширяющегося газа.

Перепад давления на насадках при истечении газожидкостной смеси $\psi = 0{,}35$ увеличивается примерно на 12 %. Если начальную скорость жидкости рассчитать при таком перепаде давления, то она оказывается завышенной всего на 4 %. Поэтому при расчётах начальной скорости жидкости с небольшой погрешностью можно использовать значения перепада давления, замеренные при истечении газожидкостной смеси.

Увеличение скорости газожидкостной смеси по сравнению со скоростью жидкости вызывает рост кинетической энергии струи. Поскольку выработка канала происходит за счёт кинетической энергии струи, несущей

абразивный материал, при этом увеличивается глубина выработки канала. Следовательно, механизм выработки каналов струями высокого давления и при наличии газовой фазы с абразивным материалом остаётся неизменным.

Поскольку механизм выработки каналов жидкостно-песчаными струями после добавления газовой фазы не изменился, считаем возможным расчёт глубины канала осуществлять по формулам, подставив вместо u_0 значение $u_{0\,гжс}$, определяемое из зависимости (9.38). Расчёты показали, что средняя относительная погрешность прогнозирования глубины канала при различных параметрах процесса составляет 8,9 %. Поэтому изложенная методика расчёта глубины каналов, вырабатываемых газожидкостной струёй с песком, может быть рекомендована для проектирования процесса.

Располагая методиками расчёта глубины каналов гидропескоструйной перфорации с газовой фазой и без неё, можно оценить рост глубины каналов в результате добавления газовой фазы при прочих равных условиях.

Расчёты показали, что при выработке каналов в породе прочностью на сжатие 50 МПа и перепаде давления на насадках 30 МПа глубина канала при газосодержаниях 0,20; 0,35 и 0,50 увеличится соответственно в 1,41; 1,67 и 1,93 раза. Следовательно, добавление газовой фазы в жидкостно-песчаную струю существенно увеличивает глубину выработки.

Предложен также другой подход к оценке влияния основных параметров, основанный на применении теории статистического планирования эксперимента с целью обработки накопленных опытных данных.

Уровни варьирования факторов газосодержания X_1 перепада давления на насадках X_2 и времени выработки канала X_3 (табл. 9.15) устанавливались исходя из условий обработки и технологических возможностей оборудования. Газосодержание изменяется от нуля до единицы. Соответственно $-1 \le X_1 \le +7{,}3$. Изменение фактора $-1 \le X_2 \le +1$ соответствует изменению $20 \le \Delta p \le 30$ МПа в пределах технических возможностей оборудования. По данным предварительных экспериментов, $-1 \le X_2 \le +7$, так как наименьшая продолжительность выработки канала принимается не менее 20 мин., а наибольшая – 100 мин.

Таблица 9.15 – Уровни варьирования факторов

Уровни факторов	Код	Газосодержание ψ	Перепад давления Δp, МПа	Время выработки канала t, мин.
Верхний	+ 1	0,24	30	40
Средний	0	0,12	25	30
Нижний	– 1	0	20	20
Шаг		0,12	5	10
Формула кодирования	–	$X_1 = \frac{\psi - 0{,}12}{0{,}12}$	$X_2 = \frac{\Delta p - 25}{5}$	$X_3 = \frac{t - 30}{10}$

Матрица экспериментов составлена на основе опытов по выработке каналов в образцах прочностью на сжатие 50–60 МПа через насадки диаметром 4,5 мм при концентрации песка 40–50 кг/м^3. Давление среды поддерживали в пределах 6,0–20,0 МПа, т.е. в той области, где изменение его практически не влияет на глубину выработки. Таким образом, подобранные параметры соответствуют условиям, встречающимся при проведении промысловых работ в глубоких скважинах.

Уравнение регрессии имеет такой вид:

$$\ell_t = 111{,}5 + 12 \cdot X_1 + 18{,}6 \cdot X_2 + 15{,}6 \cdot X_3, \qquad (9.39)$$

где ℓ_t – глубина канала, мм.

Сравнение опытных данных и расчётных по уравнению регрессии показало, что относительная ошибка прогноза не превышает 20 %.

Например, для проведения гидропескоструйной перфорации через две насадки диаметром 4,5 мм с расходом жидкости 6 л/с при глубине скважины 3000 м для обеспечения X_1 = 2,3 (φ = 0,4) необходимо обеспечить расход газа 50 м^3/мин. при давлении на устье 30 МПа. При этом перепад давления на насадках составит 27,5 МПа при X_2 = + 0,5.

Полученную модель можно использовать для прогнозной оценки влияния исследованных факторов на глубину канала. На первый взгляд кажется, что проще всего увеличивать перепад давления на насадке X_2 и длительность перфорации X_3, т.е. факторы, имеющие наибольший вклад в рост глубины канала. Однако ситуация сложнее, если учитывать технологические возможности оборудования.

Оценим влияние изменения отдельных факторов на рост глубины канала при проведении процесса в промысловых условиях. За базу сравнения принимаем экспериментальную точку ψ = 0, Δp = 20 МПа, t = 40 мин., ℓ_t = 96,5 мм (– 1, – 1, + 1), которая соответствует обычно используемому режиму выработки канала без газовой фазы в глубоких скважинах.

Добавление газовой фазы ψ = 0,48 (X_1 = + 3) позволит увеличить длину канала при прочих равных условиях до 132,5 мм (37 %), а при совместном росте всех параметров (+ 3, + 1, + 3) до 182,3 мм (89 %), что практически совпадает с опытным ростом глубины канала при тех же параметрах. Из этого следует, что исследование модели также позволяет оценить ожидаемое увеличение длины канала при изменении параметров процесса.

Полезность полученной модели процесса и методики расчёта заключается и в том, что их можно использовать для обоснования параметров азотных установок высокой производительности, обеспечивающих проведение исследуемого процесса в глубоких скважинах.

Вместе с тем отметим целесообразность проведения дополнительных экспериментов, например, при Δp = 30 МПа и диаметре насадки 6,0 мм

для получения более полной модели процесса с целью обеспечения возможности обоснования технологических параметров его в иных условиях.

Таким образом, получены зависимости для оценки влияния газосодержания и других параметров процесса на глубину выработки канала при газогидропескоструйной перфорации, которые рекомендуются для выбора параметров при проектировании процесса.

Наряду с возможностью увеличения глубины канала при газогидропескоструйной перфорации возникает ряд преимуществ по сравнению с обычной гидропескоструйной перфорацией. При проведении процесса создаётся дополнительный перепад давления на насадках в результате разности плотностей газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве, увеличивающийся с ростом глубины скважины. Например, при глубине скважины 2000 м и газовом числе 40 $м^3/м^3$ дополнительный перепад давления составит 2 МПа, а при $Г$ = 80 $м^3/м^3$ равен 3 МПа. Следовательно, при добавлении азота имеются реальные возможности увеличения предельной глубины гидроперфорации в результате компенсации возрастающих с глубиной гидравлических потерь в трубах.

При применении гидроперфорации с азотом в скважине создаётся давление ниже гидростатического. В условиях рассмотренного примера различие между давлением в затрубном пространстве и гидростатическим составит соответственно 2,5 и 5,0 МПа. Благодаря этому исключается загрязнение перфорационных каналов и проникновение в пласт инородных жидкостей при вскрытии объектов с пониженным пластовым давлением.

Наконец, при газогидропескоструйной перфорации можно сочетать вскрытие с вызовом притока и осуществлять дренирование пластов. Наличие газопроявлений способствует ещё большему разгазированию столба в затрубном пространстве и, следовательно, стимулирует процесс.

9.6.3 Расчёт параметров процесса газогидропескоструйной перфорации

Изложенная методика даёт возможность определить основные параметры процесса – газосодержание, диаметр насадки и перепад давления на ней, время выработки каналов в породах различной прочности. Концентрация песка принимается в пределах от 40 до 60 $кг/м^3$. Для проведения процесса в скважине заданных глубины и диаметра необходимо определить потери давления при движении определённых расходов жидкости газа, т.е. газожидкостной смеси с песком по НКТ заданного диаметра, и на этой основе рассчитать ожидаемое давление на устье и количество необходимой техники. Можно также решать и обратную задачу – определение перепада давления на насадках и при заданном давлении на устье.

Для этого построены графики (рис. 9.27) распределения давления гидростатического столба газожидкостной смеси в НКТ и затрубном пространстве при постоянном расходе жидкости, различных газовых числах

смеси и длине НКТ, давлениях на устье 15, 25 и 30 МПа и на затрубном пространстве 1 МПа. При увеличении глубины скважины больше 1000 м и снижении газового числа (изменяется от 1 до 200) происходит их выполаживание. Это обусловлено поведением газовой фазы при изменении газового числа и давления.

На рисунке 9.28 представлены графики изменения расхода азота с ростом глубины при различных газосодержаниях. Так, для обеспечения y = 0,3 при расходе жидкости 6 л/с и перфорации на глубине 2000 м необходим расход газа 24 м^3/мин., а на глубине 3000 м – 36 м^3/мин. Следовательно, для поддержания постоянного газосодержания с увеличением глубины скважины необходимо повышать расход газа.

Рассмотрим пример расчёта параметров процесса перфорации на глубине 2000 м при газосодержании 0,2, расходе жидкости 6 л/с, диаметре насадок 4,5 мм, давлении на устье 30 МПа. Время выработки каналов принято равным 60 мин., число установок аппарата с двумя насадками 10. Скважина оборудована 146-мм эксплуатационной колонной и 73-мм трубами.

Из рисунка 9.28 необходимо определить необходимый расход азота для выработки каналов при заданных условиях – 16 м^3/мин. и газовое число 45 м^3/м^3.

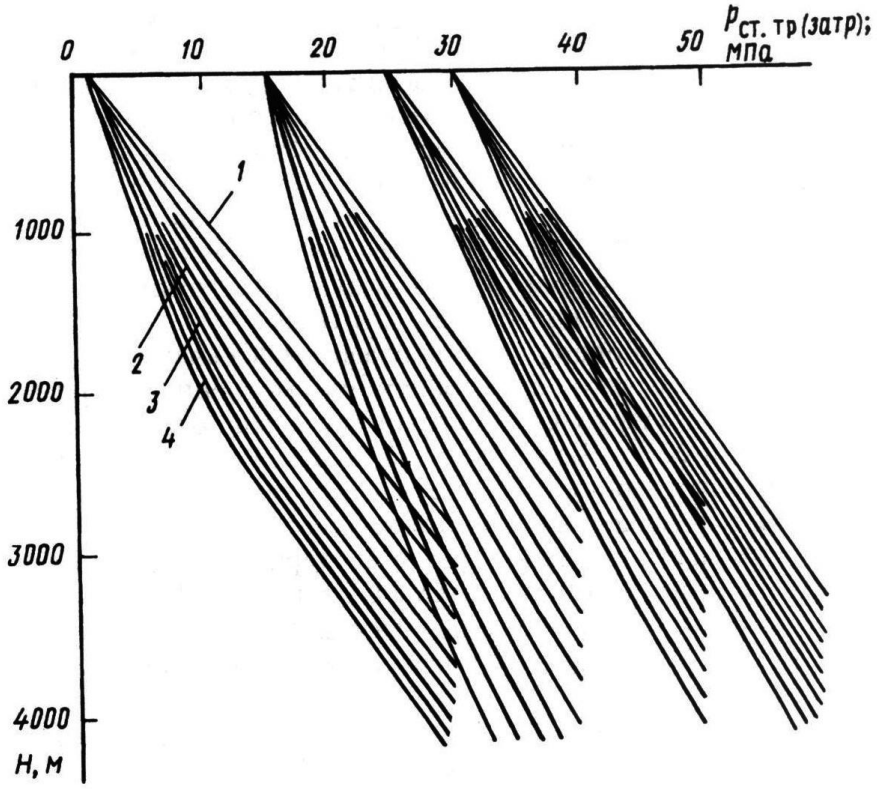


Рисунок 9.27 – Распределение давления в НКТ и затрубном пространстве при движении азотно-водяной смеси при расходе жидкости 6 л/с, давлении на устье 1 МПа для затрубного пространства и 15, 25 и 30 МПа для НКТ при различных газовых числах смеси *Г*:
1, 2, 3, 4 – соответственно 1; 61; 121 и 181 м^3/м^3

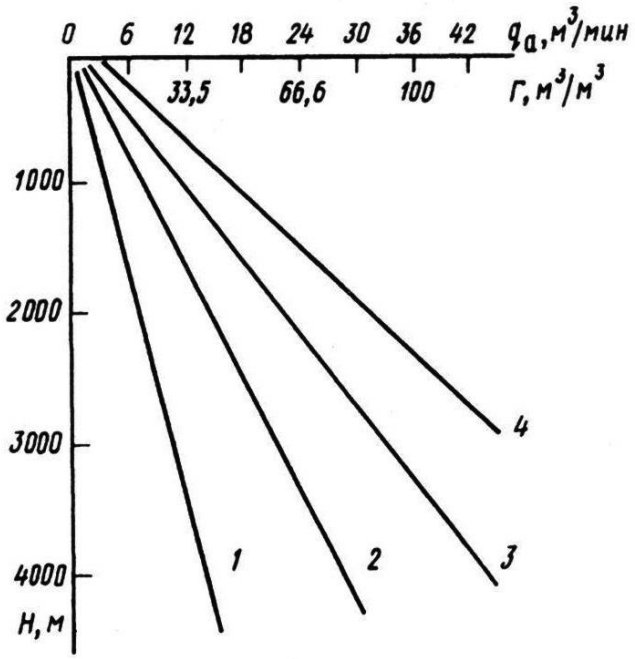


Рисунок 9.28 – Зависимость расхода газа от глубины для обеспечения заданных значений при различных значениях газосодержания:
1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4

Перепад давления на насадках определим из такой зависимости:

$$\Delta p = \frac{p_y + p_{ст\,тр} - p_{ст\,затр} - \Delta p_{тр} - p_{затр}}{\beta}, \qquad (9.40)$$

где β – коэффициент, учитывающий уменьшение перепада давления на насадках в результате увеличения гидравлических потерь в связи с наличием песка в смеси (β принимают равным 1,15); p_y – давление на устье; $p_{ст\,тр}$, $p_{ст\,затр}$ – давление гидростатического столба смеси в трубах и затрубном пространстве (определяется из рисунка 9.29); $\Delta p_{тр}$ – общие потери давления на трение в трубах и затрубном пространстве (определяются из рисунка 9.29); $p_{затр}$ – затрубное давление при проведении процесса (принимают равным 1,0 МПа). Перепад давления на насадке можно записать следующим образом:

$$\Delta p = (30 + 19 - 17{,}5 - 8 - 1) = 22{,}5 \text{ МПа}.$$

Количество газообразного азота для выработки каналов азотогидропескоструйным столбом каналов можно определить из зависимости

$$V_a = q_a \cdot n \cdot t \cdot N + V_{скв} \cdot \left(\frac{\psi}{1-\psi}\right) \cdot \left(\frac{p_{ср}}{p_0}\right), \qquad (9.41)$$

где V_a – объём азота, м^3; n – число агрегатов АГУ при производительности q_a (м^3/мин.), шт.; N – число установок аппарата; $V_{скв}$ – объём

скважины, м^3; t – длительность выработки каналов, мин.

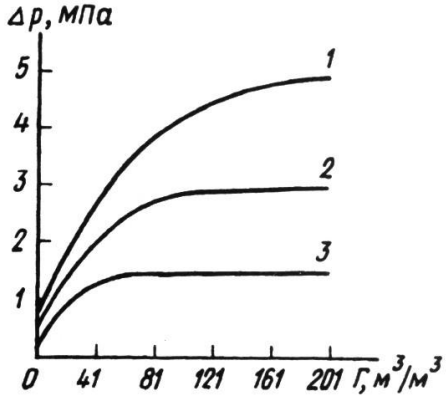


Рисунок 9.29 – Зависимость потерь давления в 73-мм трубах и затрубном пространстве между 73-мм НКТ и 146-мм колонной для заданной глубины спуска НКТ:
1, 2, 3 – соответственно 3000; 2000 и 1000 м

Для условий рассмотренного примера при d_0 = 4,5 мм, t = 60 мин., N = 10 объём азота составит около 12 тыс. м^3. Для проведения работ необходимы два агрегата 4АН-700 и три АГУ 6000-500/200.

При работе по закольцованной схеме требуемый объём жидкости составит примерно два объёма скважины – 50 м^3.

Определим перепад давления на насадках при газогидропескоструйной перфорации в скважине глубиной 4000 м при прочих равных условиях. Для обеспечения газосодержания, равного 0,2, необходимо поддерживать расход газа 32 м^3/мин. и газовое число 86 м^3/м^3. При этом может быть обеспечено значение перепада давления на насадках только 12 МПа. Следовательно, для эффективного осуществления газогидропескоструйной перфорации необходимо увеличить давление на устье скважины хотя бы на 15 МПа, т.е. оно составит около 45 МПа. Тогда перепад давления на насадках увеличится примерно до 25 МПа, т.е. можно рассчитывать на усиленную выработку канала достаточной глубины.

Следовательно, для реализации процесса в скважинах глубиной 4000 м необходимы азотные газификационные установки, работающие при давлении 50 МПа с расходом газа 30 м^3/мин.

9.6.4 Опыт применения азотогидропескоструйной перфорации

Для проведения процесса в промысловых условиях потребовалось разработать схему обвязки оборудования и технологию работ. На рисунке 9.30 представлена схема обвязки оборудования, отличительными элементами которой по сравнению с гидропескоструйной перфорацией являются наличие обратного клапана, устанавливаемого в НКТ на глубине, несколько большей интервала перфорации, устьевого сальника, эжектора для повышения давления газожидкостной смеси и азотных установок с электростанцией. Устьевой сальник служит для направления газожидкостного потока из затрубного пространства в ёмкость или амбар. Конструкция устьевого сальника обеспечивает прохождение через него муфт НКТ при спускоподъёмных операциях и контакт с телом трубы при выработке каналов или

промывке.

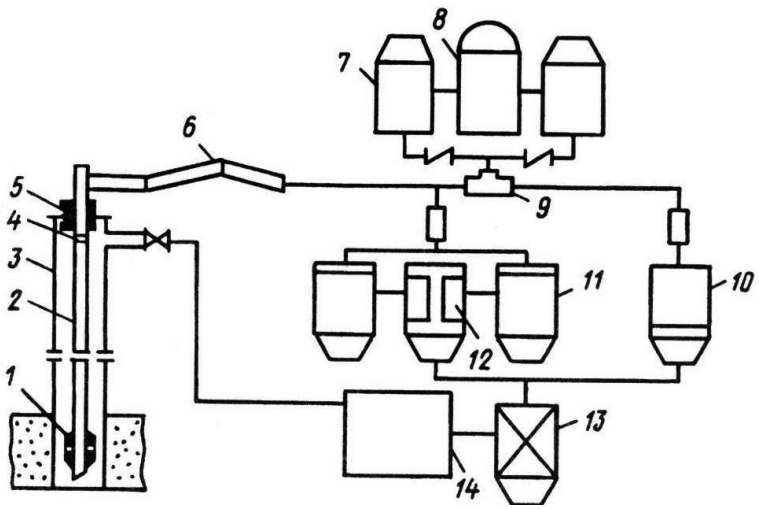


Рисунок 9.30 – Схема обвязки оборудования при азотогидропескоструйной перфорации

Процесс осуществляется в указанной последовательности. Сначала промывают скважину азотожидкостной смесью через НКТ 2 (см. рис. 9.30), гидропескоструйный аппарат 1 и затрубное пространство 3.

В скважину одновременно закачивают агрегатами 11 жидкость и азотными установками 7 азот. Плотность азотожидкостной смеси, подаваемой в скважину, зависит от газового числа, которое регулируется изменением расхода жидкости. После замены жидкости в скважине на газожидкостную смесь в неё добавляют песок и только тогда приступают к перфорации. Вспомогательный агрегат 13 служит для подачи рабочей жидкости из ёмкости 14 на пескосмесительную машину 12. После смешения жидкости с песком в лопастной мешалке пескосмесителя 12 рабочая жидкость направляется через оборудование устья скважины, включающее в себя напорную линию 6, собранную на шарнирных коленах, устьевую головку и устьевой сальник 5 в насосно-компрессорные трубы 2 и собственно перфоратор 1. Наличие шарнирных соединений в наземных трубопроводах позволяет приподнимать гидропескоструйный перфоратор, не прекращая подачи жидкостно-песчаной смеси, только снизив давление закачки её в скважину.

Одновременно азотными установками 7, которые питаются от электростанции 8, подаётся азот в эжектор 9, в котором давление азота повышается от 22 до 35 МПа благодаря подаче жидкости с высоконапорной стороны эжектора агрегатом 10 при давлении 45 МПа. В напорной линии 6 азотожидкостная смесь смешивается с жидкостно-песчаной смесью и попадает в НКТ, проходит обратный клапан 4 и поступает в гидропескоструйный аппарат. При перепаде давления 15–20 МПа происходит разрушение колонны 3 и прилегающих пород. После перфорации в нескольких интервалах приходится приподнимать аппарат выше, удаляя при этом одну или несколько НКТ. Наличие в верхней части НКТ обратного клапана 4 позво-

ляет проводить эти операции, не снижая давления в системе. После завершения процесса выработки каналов в соответствии с программой работ производится промывка скважины жидкостью и подъём НКТ для выброса обратного клапана. Затем скважина может быть введена в эксплуатацию.

Первая промысловая работа по азотопескоструйной перфорации выполнена в скважине № 21 Битковского месторождения при возврате на вышележащий горизонт менилитовой залежи в интервале 1810–1720 м, зацементированном и обсаженном колоннами диаметрами 146 и 219 мм. Пластовое давление на глубине 1800 м составляет 14,0 МПа. На глубине 2079 м имелся цементный мост. Продуктивный горизонт в интервале 1810–1710 м был вскрыт перфоратором ПК103 плотностью 10 отверстий на 1 м. Для улучшения притока проведена кислотная обработка и применён метод переменных давлений. Прослеживанием уровня на глубине 1514–1350 м установлен средний рост его около 1,3 м/ч.

Для улучшения связи скважины с пластом проведена гидропескоструйная перфорация плотностью 1 отверстие на 1 м с применением в качестве рабочей жидкости воды, обработанной 0,2 % дисольвана. После освоения газом высокого давления прослеживали уровень в интервале 1537–1467 м. Рост уровня составлял 1,1 м/ч. Проведена гидроперфорация с азотом перфоратором АП-6 с двумя 6-мм насадками в интервалах 1810–1800, 1796–1788, 1782–1777 и 1726–1720 м. В качестве рабочей жидкости применяли сточные воды. Плотность перфорации составила два отверстия на 1 м. Предварительно производили привязку гидроперфоратора к продуктивным пластам с применением нейтронного гамма-каротажа. Система подачи жидкости была закольцована.

Расход жидкости при перфорации составлял 0,4 $м^3$/мин. и увеличивался до 0,71 $м^3$/мин., а расход азота был постоянным (около 6 $м^3$/мин.) концентрация песка 40 кг на 1 $м^3$ жидкости.

Давление на установках АГУ-8К на входе в эжектор и на устье скважины составляло соответственно 17–22 и 24–32 МПа. Через эжектор подавали жидкость без песка. Расчётный перепад давления на насадках составлял 20–30 МПа с учётом дополнительного перепада за счёт различия плотностей в НКТ и затрубном пространстве, расчётная депрессия на пласт в период резки – 1–2 МПа.

Необходимо отметить активную эрозию насадок. После 14 резок перепад давления на том же режиме снизился от 21 до 14 МПа, вследствие чего пришлось извлечь перфоратор для замены насадок. После повторного спуска перфоратора провели ещё 11 его установок и приступили к снижению уровня азотом.

В процессе перфорации наблюдали появление нефти в ёмкости, куда производили сброс жидкости из затрубного пространства. После ГПП с азотом значительно улучшилась связь скважины с пластом, что подтверждают результаты стендовых испытаний, свидетельствующие о больших возможностях этого метода. Прослеживанием уровня в интервале 1440–1350 м определена скорость его роста более 2 м/ч, что примерно в два раза

выше начального.

Таким образом, разработана технология и оборудование для непрерывной гидропескоструйной перфорации с азотом с применением отечественных азотных газификационных установок при условии одновременного вызова притока из пласта и успешно проведён первый промысловый эксперимент. Кроме того, проведены азотогидропескоструйные перфорации в скважинах №№ 306Б, 662Б и 553Б.

В скважине № 553Б проводили перфорацию с целью дополнительного вскрытия в интервале 2124,8–2108,8 м аппаратом АП-6 с двумя насадками диаметром 4,5 мм. Плотность перфорации – 2 отверстия на 1 м. В качестве рабочей жидкости применяли водный 0,01 %-ный раствор полиакриламида. Процесс проходил при расходе жидкости 0,45 $м^3$/мин., азота 10 $м^3$/мин., концентрации песка 40 кг/$м^3$, давлении газожидкостной смеси на устье скважины 26–30 МПа, газосодержании 0,12 в течение 60 мин. при каждой установке аппарата. Дебит нефти увеличился с 1 до 4 тонн/сут. при газовом факторе 2900 $м^3$/тонн.

Успешность работ по четырём операциям 50 %. Одна из основных причин невысокой успешности промысловых работ – очень низкая плотность перфорации, 1–2 отверстия на 1 м, что в тонкослоистом низкопроницаемом менилитовом коллекторе недостаточно для обеспечения требуемой степени совершенства скважин.

Следовательно, разработана и испытана техника и технология азотогидропескоструйной перфорации с применением установок АГУ 6000-500/200. Для использования их в глубоких скважинах необходимо увеличить производительность и давление азотных газификационных установок.

Таким образом, в результате применения азота в процессах добычи нефти достигнуты определённые успехи в исследовании и разработке технологии процессов освоения скважин и обработке призабойной зоны.

Обеспечена взрывобезопасность работ при освоении скважин. Показано, что в присутствии азота достигается большее увеличение проницаемости песчаников, чем при обычной глинокислотной обработке. Возможно немедленное (после закачки кислотных растворов в пласт) извлечение продуктов реакции. В процессе гидропескоструйной перфорации с добавлением азота к рабочей смеси достигается рост длины канала, увеличивается эффективный перепад давления на насадках и обеспечивается вскрытие пласта при давлении в стволе скважины, намного меньшем гидростатического.

Перечисленные преимущества указывают на целесообразность применения азота в процессах нефтедобычи.

Эксплуатация газификационных установок АГУ-8К в сложных условиях гористой местности подтвердила работоспособность их в промысловых условиях. Разработанные оборудование и технологические схемы прошли промысловую проверку и могут успешно применяться. Учитывая ограниченность запаса азота в ёмкостях АГУ-8К, после появления высокопроизводительных компрессоров с давлением нагнетания, соответствующих азотным установкам, целесообразно применять смеси воздуха с азо-

том для экономии последнего. В процессах снижения уровня в скважинах для этой цели успешно применяли на начальном и конечном этапах освоения нефтяной газ (например, из соседних скважин или системы газлифта) с давлением 6–10 МПа.

Значительное улучшение некоторых параметров процессов (сокращение длительности работ по освоению скважин, стимулирование кислотного воздействия и др.) может быть достигнуто при увеличении производительности азотных установок. Увеличения расхода азота примерно в 2 раза (до 12 $м^3$/мин. при давлении 22 МПа) можно достичь путём небольшой реконструкции агрегатов АГУ-8К.

Область использования азота не ограничивается рассматриваемыми методами. Можно назвать ещё ряд процессов, где возможно его употребление: вскрытие пласта бурением, заполнение скважин при перфорационных работах, а также заполнение промысловых коммуникаций и аппаратуры.

Целесообразно продолжить лабораторные исследования и промысловые эксперименты по разработке новой технологии добычи нефти с применением азота.

Глава 10.
ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

10.1 Основополагающие принципы проектирования процесса

Кислотная обработка (КО) – это метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважины путём растворения составных частиц породы пласта, а также инородных частиц, которыми загрязнены породы.

Кислотную обработку применяют для увеличения проницаемости карбонатных и песчаных коллекторов в нефтегазодобывающих скважинах и нагнетательных скважинах после бурения, во время эксплуатации и ремонтных работ.

Для обработки карбонатных коллекторов преимущественно применяют солянокислотные растворы (СКР), а для песчаных коллекторов после СКР закачивают глинокислотные растворы (ГКР). Такие виды обработки называются соответственно солянокислотными (СКО) и глинокислотными (ГКО).

Химически активной основой перечисленных кислотных растворов (КР) является соответственно соляная кислота (10–30 % HCl) и смесь соляной (10–15 % HCl) и плавиковой (1–5 % HF) кислот.

Для проведения КО в скважину спускают 62–73-мм НКТ в большинстве случаев к нижнему перфорационному отверстию обрабатываемого интервала. Устье скважины оборудуют арматурой для обвязывания труб с колонной и обратным клапаном на входе в полость НКТ. Напорная сторона насосного агрегата ЦА-320, 4АН-700 или другого агрегата обвязывается через обратный клапан с полостью НКТ, а принимающая – с кислотовозом (Аз-30А) и автоцистернами (4ЦР, АП), в которых транспортируются кислотные растворы и продавливающие жидкости. Нагнетательные трубопроводы опрессовываются давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое давление нагнетания жидкостей в скважину.

Наиболее простая схема КО предусматривает подъём глубинного оборудования из скважины, спуск НКТ с промывкой к забою и поднятие башмака труб к интервалу перфорации. В скважину закачивают прямой циркуляцией КР в объёме НКТ, закрывают затрубную задвижку, нагнетают остаток запланированного объёма кислоты и продавливающей жидкости. После нагнетания всего объёма жидкостей закрывают буферную задвижку скважины, отсоединяют насосный агрегат и другую спецтехнику и начинают очистку призабойной зоны от продуктов реакции. В насосных скважинах процесс обычно отличается. После продавливания КР в пласт и снижения давления поднимают НКТ, спускают глубинное оборудование и извлекают продукты реакции насосом, установив рациональный режим эксплуатации. Несвоевременное извлечение продуктов реакции из пласта часто обусловливает уменьшение эффективности СКО и особенно ГКО.

Механизм кислотного воздействия на коллектор рассмотрим с позиций степени растворимости пород и скорости реакции, образования продуктов реакции и изменения проницаемости пород после обработки. Считают, что растворимость пород, которые подвергаются КО, должна обеспечить увеличение пористости не менее чем на 10 %, а растворимость инородных материалов, загрязняющих поры и трещины пласта, должна быть наиболее полной (хотя бы на 50 %). Исходя из таких принципов, подбирают состав активной части растворов.

При планировании КО необходимо знать растворимость пород в кислоте. Например, известно, что 1 м^3 различных кислот растворяет:

- 15 %-ной HCl – 200 кг известняка $CaCO_3$ или около 70 кг легкорастворимой части эоценового песчаника, содержащего 89 % SiO_2, 3 % карбонатов и 7 % глин;
- 4 %-ной HF – 48 кг каолина;
- 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF – 70 кг глинопорошка, состоящего из гидрослюды и монтмориллонита.

Если после обработки излишком СКР применить ГКР, то 1 м^3 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF растворяет 36 кг эоценового песчаника. Увеличение концентрации HF в ГКР до 3 % обеспечивает увеличение его растворимости до 51 кг, а до 5 % – до 66 кг.

Приведённые данные используют при расчётах объёма кислотных растворов и оценках возможной глубины проникновения активной части кислоты в пласт.

Продукты реакции вызывают снижение проницаемости пород после КО, если они откладываются в поровом пространстве в виде геля либо твёрдой породы или взаимодействуют с пластовыми флюидами, образуя осадки или эмульсии.

Во время взаимодействия соляной кислоты образуются:

- с карбонатами пород – водорастворимые соли $CaCl_2$, $MgCl_2$, газ CO_2, вода;
- с окисями железа и его соединениями в составе пород (например, в виде сидерита $FeCO_3$) – хлорное железо $FeCl_3$, которое после нейтрализации кислоты гидролизирует в виде осадка $Fe(OH)_3$, способного закупоривать поры;
- с сульфатами кальция в составе пород с температурой до 66 °С – осадок гипса;
- с окисью кремния в глинах – осадок, гель кремниевой кислоты;
- с окисью щелочных и щелочноземельных металлов в глинах – соответствующие соли.

Таким образом, во время реакции СКР образуются растворимые и временно растворимые продукты, поэтому технология обработки СКР должна быть такой, чтобы предупредить выпадение нерастворимых осадков.

Во время взаимодействия глинокислоты образуются:

- с кварцем – газоподобный SiF_4, а после снижения кислотности – гель кремниевой кислоты $Si(OH)_4$, который закупоривает поры;

- с алюмосиликатами (глинами) – газоподобный SiF_4;
- с кварцем и алюминием – параллельно с SiF_4 образуется гексафторокремниевая кислота H_2SiF_6, соли которой Na_2SiF_6 и K_2SiF_6 выпадают в осадок.

Известно, что реакция ГКР с глинами проходит значительно быстрее, чем с кварцем, поэтому в песчаниках преимущественно растворяются глинисто-карбонатный цемент и частицы, загрязнившие пласт, а зёрна кварца (матрицы породы) – значительно меньше.

Часто вместо HF для получения ГКР применяют БФФА (бифторид-фторид аммония $NH_4HF_2 + NH_4F$). Например, для получения раствора (12 % HCl + 3 % HF) применяют смесь (16 % HCl + 3 % БФФА). Наличие в растворе иона NH_4^+ увеличивает растворимость продуктов реакции HF с силикатными породами, и поэтому для ГКР лучше использовать БФФА.

Для обработки песчаников применяют также смесь 20 %-ной H_2SiF_6 + + 24 %-ной HCl в соотношении 1:1, которая растворяет песчаники и глины подобно глинокислоте.

Таким образом, во время реакций ГКР с силикатными породами образуются временно растворимые и нерастворимые продукты, способные закупоривать поровое пространство. Наиболее важно – не допустить закупоривания пласта продуктами реакции после ГКО.

Изменение проницаемости пород после фильтрации сквозь них кислотных растворов зависит от химического и минералогического составов, структуры порового пространства, режимов фильтрации и термобарических условий прохождения реакции. Например, после обработки эоценовых песчаников с карбонатностью $C_к$ = 2–9 % излишком СКР (10–15 % HCl) относительно содержания карбонатов увеличение проницаемости сравнительно с начальной можно приближённо рассчитать так: $k_s = 0{,}8 \cdot C_к$. Конечно, после такой обработки терригенных коллекторов проницаемость образцов пород возрастает в 2–7 раз. Во время обработки карбонатных поровых пород возрастание проницаемости практически не ограничено.

На выбор рациональных режимов обработки и технологию работ влияет скорость реакции КР с породами, которая зависит от начальной концентрации кислоты, термобарических условий прохождения реакции в пласте, отношения поверхности породы, контактирующей с кислотой, к объёму кислотного раствора и гидродинамических условий прохождения реакции, которые описываются параметром Рейнольдса Re.

Известно, что за одинаковые промежутки времени степень нейтрализации кислоты породой не зависит от начальной концентрации. Таким образом, при иных равных условиях за одинаковый промежуток времени вдвое снижается концентрация кислоты (от 20 до 10 % или от 12 до 6 %). Можно было бы предположить, что, применяя большую начальную концентрацию кислоты, можно увеличить глубину обработки пласта. Однако

поскольку скорость реакции в поровой среде велика, это практически не влияет на глубину обработки.

Увеличение температуры пласта на 10 °С обусловливает возрастание скорости приблизительно в 2 раза. При увеличении давления реакция с соляной кислотой замедляется, а с плавиковой – ускоряется.

Значительное влияние на скорость реакции имеет отношение реагирующей поверхности породы к объёму кислоты в порах, которое резко увеличивается при уменьшении размера пор. Например, в канале с диаметром 1 мм это отношение равно 40, а в порах с диаметром 20 мкм – 2000. Поэтому в поровых коллекторах наблюдается резкое увеличение скорости нейтрализации. Например, расчётная глубина проникновения в известняк активной соляной кислоты в каналах с диаметром 1 см равна 600 см, с диаметром 1 мм – 20 см, а в поровых каналах размером 10 мкм – 5 см при других равных условиях.

Итак, нейтрализация кислоты в поровом пространстве происходит во время нагнетания её в пласт, поэтому выдерживания для реагирования не требуется.

Влияние гидродинамических условий фильтрации кислоты на скорость её нейтрализации ощутимо лишь в больших каналах или трещинах. Тут с увеличением расхода кислоты (а, следовательно, и значения Re) глубина обработки пласта несколько возрастает. Во время фильтрации кислоты сквозь поровое пространство терригенных коллекторов значения Re очень малы. Экспериментально доказано, что при таких условиях увеличение расхода кислоты практически не увеличивает глубины обработки песчаного пласта.

Перед проектированием кислотной обработки *следует:*

- обосновать выбор скважины;
- избрать рецептуру и объём кислотных растворов;
- определить расход и давление жидкости во время закачивания в пласт;
- избрать рецептуру и рассчитать объём продавливающей жидкости;
- определить время пребывания кислоты в пласте и способ очистки призабойной зоны от продуктов реакции.

Выбор рецептуры КР проводят с учётом химического и минералогического составов пород, их фильтрационных свойств, химического состава и свойств пластовых флюидов, пластовой температуры, причин загрязнения призабойной зоны.

Типичный КР состоит из активной части (HCl, HCl + HF), растворителя, ингибитора коррозии, стабилизатора и интенсификатора.

Для обработки известняков, карбонизированных песчаников ($C_к \geq$ $\geq$ 3 %), коллекторов, загрязнённых отложениями карбонатов, применяют СКО (15 % HCl), а при $T_{пл} \geq 100$ °С – иногда и 30 % HCl. Для обработки песчано-глинистых пород ($C_к$ < 3 %) применяют ГКО, вначале закачивают СКР (10–15 % HCl), а за ней – ГКР (1–5 % HF). Соотношение объёмов первой и второй частей раствора зависит от карбонатности породы, и при $C_к$ = 3 % его можно записать как 1:1.

Кислоту разводят обычной водой. Однако во время КО полимиктовых песчано-алевролитовых влагоёмких пород Западной Сибири хорошие результаты получают при приготовлении КР на ацетоне, если обводнённость скважины меньше 10 %. Во время обработки газовых и газоконденсатных скважин полезно приготавливать КР на спирте (метанол, изопропиловый спирт). Применение названных углеводородных растворителей содействует обезвоживанию пород и уменьшает поверхностное натяжение на границе распределения фаз.

Эффективность ингибиторов коррозии оценивается коэффициентом торможения коррозии $K_{тк}$, который представляет собой соотношение количества растворённого металла в неингибированной кислоте к количеству растворённого в ингибированной. При пластовых температурах до 100 °С достаточно обеспечить значение $K_{тк}$ = 20. Если температура 15 %-ной HCl во время прохождения кислоты по НКТ достигает 100 °С, то растворяется 3500 г/(м^3/ч) железа, а применение ингибитора «Север-1» уменьшает растворимость до 176 г/(м^3/ч). Ингибиторы имеют температурные ограничения в зависимости от концентрации HCl. Например, ингибитор катапин КИ-1 можно применять для $T \leq 110$ °С, $C_0 \leq 22$ % HCl с $K_{тк} = 23$; ингибитор В2 – для $T \leq 100$ °С, $C_0 \leq 36$ % HCl с $K_{тк} = 260$; ингибитор ПБ-5 – для $T \leq 100$ °С, $C_0 \leq 22$ % HCl с $K_{тк} = 7$ и др. Добавка ингибиторов составляет обычно 0,5–1,0 %.

Стабилизаторы предотвращают выпадение осадка Fe^{3+} в виде гидроокиси железа. Наиболее часто для стабилизации раствора используют органические кислоты, образующие с железом растворимые комплексы. Количество стабилизаторов дозируется согласно ожидаемому содержанию Fe^{3+}, которое обычно составляет 0,3 %. При таких условиях стабилизирующие свойства зависят от температуры. Например, для 2 %-ной уксусной кислоты – до $T \leq 60$ °С; для 0,5 %-ной лимонной кислоты – до $T \leq 90$ °С; для 0,65 %-ной КРАСТ – до $T \leq 140$ °С. Увеличение значения стабилизатора не повышает стабилизирующие свойства. Следует отметить, что стабилизация КР необходима для проницаемости меньше 0,01 мкм^2.

Интенсификаторы применяют, чтобы улучшить фильтрацию КР в породе, избежать блокирования призабойной зоны продуктами реакции и облегчить их извлечение на поверхность. Для КО нефтедобывающих скважин лучше применять катионоактивные ПАВ, которые снижают поверхностное натяжение на границе «нефть – продукты реакции» и гидрофобизируют породы (катапины, АНП-2 и др.) в количестве 0,3–0,5 %. Вместо катионоактивных ПАВ можно применять неионогенные ПАВ (превоцел, ОП-10, неонол и др.), но их действие не способствует гидрофобизации породы. Добавлять ПАВ необходимо, если нефть содержит более 2 % асфальтенов или более 6 % смол.

При КО водонагнетательных скважин рекомендуется добавлять 0,3–0,5 % неионогенных ПАВ, которые гидрофобизируют породу.

Объёмы кислотных растворов. Для планирования объёма КР в настоящее время в основном применяют эмпирический подход. Если КО предназначена для растворения пород и примесей, занесённых в пласт в процессе бурения или ремонтов, то во время первой КО обычно закачивают КР 0,5 $м^3$/м поглощающей толщины пласта, при второй – 1,0 $м^3$/м, а при третьей – 1,5 $м^3$/м. Если КО предназначена для извлечения карбонатных солей, откладывающихся во время эксплуатации нефтяных скважин, то увеличение объёма КР при последовательно проводимых СКО необязательно. Если обработку проводят путём закачивания в пласт стабильных углеводородных кислотных эмульсий, то объём эмульсий равен произведению расхода эмульсии на длительность её распада. Обычно стабильность эмульсии при пластовой температуре составляет 30–60 мин.

Во время КО чаще всего применяют не менее 6–12 $м^3$ КР и только иногда 24 $м^3$ и более.

Давление на устье скважины во время нагнетания КР в пласт при КО поровых коллекторов (особенно терригенных) не должно превышать давления разрыва пласта (раскрытие глубоких трещин), чтобы обеспечить равномерное проникновение КР в разрез скважины. Для КО трещинных коллекторов (особенно карбонатных) давление на обсадную колонну должно быть максимально допустимым, что даёт возможность достичь наибольшей глубины обработки пласта.

Расход жидкости во время нагнетания в пласт для обработки карбонатных трещинных коллекторов должен быть максимально возможным в пределах технически допустимых давлений. Во время обработки поровых коллекторов (терригенных), когда приёмистость скважины обычно мала, расход КР преимущественно небольшой, но это незначительно влияет на глубину проникновения активной кислоты (глубину обработки).

Объём продавливающей жидкости для обработки карбонатных коллекторов рассчитывают так, чтобы вытеснить весь КР за пределы эксплуатационной колонны в пласт.

Во время обработки карбонизированных терригенных коллекторов ($C_к \leq 10$ %) используют кроме продавливающей жидкости ещё и ***вытесняющую жидкость***. При этом исходят из таких соображений: с начала закачивания КР в пласт на стенке ствола скважины устанавливается начальная концентрация C_0, а во время фильтрации в пласте она резко падает (по экспоненциальному закону) и уже на расстоянии нескольких сантиметров $C = 0{,}1 \cdot C_0$. Постепенное увеличение объёма КР в пласте приводит к неравномерному растворению глинисто-карбонатного материала пласта в радиальном направлении. Формируется зона от стенки скважины вплоть до радиуса проникновения фронта активной кислоты, в которой $C = C_0$ и наблюдается полное удаление растворённого материала. За ней формируются ещё две кольцевые зоны – *узкая* с $C_0 > C > 0$ и *широкая* с $C = 0$ вплоть до радиуса фронта проникновения нейтрализованного КР. Чтобы полностью использо-

вать химическую активность кислоты в пласте и предупредить выход КР с начальной концентрацией в ствол скважины и на поверхность во время дренирования пласта, нужно закачать в него вытесняющую жидкость, объём которой равняется 30–50 % объёма кислотного раствора.

Вытесняющая жидкость не должна снижать проницаемость породы. При этом применяют водные растворы ПАВ, спиртов и т.п. в зависимости от характеристики пород и пластовых флюидов.

Время пребывания кислотных растворов *в пласте не должно превышать времени нейтрализации кислоты*. КР нейтрализуется ещё во время движения в порах терригенного пласта, а также в порах и трещинах карбонатного пласта. Это означает, что в поровых терригенных коллекторах выдержка КР в пласте не нужна, а в карбонатных – нежелательна. Если после вхождения кислоты в пласт немедленно удалить продукты её реакции с призабойной зоны, то закупорки поровых каналов практически не происходит и эффективность КО возрастает.

Удаление продуктов реакции из призабойной зоны осуществляют путём возбуждения притока флюидов из пласта в скважину во время открытого переливания, если пластовое давление больше гидростатического, или путём дренирования с применением газоподобных агентов (азота, воздуха) или пенных систем, если пластовое давление меньше гидростатического. В случае, если применить указанные способы невозможно, полезно вытеснить продукты реакции из призабойной зоны в глубину пласта путём закачивания 20–30 м^3 водного раствора ПАВ, нефти, конденсата и т.п. Осаждение продуктов реакции в глубине пласта несущественно ухудшает результаты КО по сравнению со случаем, когда осаждение происходит в призабойной зоне. Однако кислотную обработку с вытеснением продуктов реакции нежелательно многократно повторять в одной и той же скважине.

Технология КО глубинно-насосных скважин часто предусматривает удаление продуктов реакции насосом, которым проводится эксплуатация скважины.

10.2 Способы кислотной обработки

Обработка углеводородно-кислотными (УКЭ) и нефтекислотными (НКЭ) эмульсиями предназначена для углубления кислотного воздействия на карбонатный пласт и используется как средство антикоррозионной защиты труб при высоких пластовых температурах. Преимущественно УКЭ и НКЭ состоят из 15 % HCl, нефти (или дизельного топлива) и эмульгатора (первичных дистиллированных аминов фракции $C_{17} \div C_{20}$) в следующих соотношениях: 60,0; 39,5 и 0,5 %. Период стабильности эмульсий составляет обычно $t_{стаб}$ = 20 ÷ 120 мин. при $t_{пл}$ = 160 ÷ 100 °С. Эмульсия в период стабильности в реакцию не вступает.

Термохимическая кислотная обработка – воздействие горячей кислотой на карбонатный пласт с пластовыми температурами до 40 °С. Нагревание КР производится во время экзотермической реакции кислоты с магни-

ем в реакционном наконечнике на НКТ или в пласте с гранулами магния, размещёнными в трещинах. Во время этого СКР теряет часть своей химической активности.

Термокислотная обработка – это последовательное воздействие на пласт термохимическим способом и кислотными растворами. Термические способы КО применяют эффективно после отложения парафина в призабойной зоне, для обработки доломитов, плохо растворяющихся в СКР, а также для образования глубоких каналов разъедания в карбонатных пластах. Во время реакции 1 кг магния с 18,6 л 15 %-ной HCl выделяется 19 МДж тепла. Для термохимической КО обычно применяют около 100 кг магния. Остальные параметры определяют как для СКО.

Технология селективных кислотных обработок предполагает последовательное закачивание в пласт вязких жидкостей (эмульсий, раствора полимеров, например, 2 %-ного раствора ПАВ объёмом 9 м^3) и кислотных растворов (состав и объём которых планируется как обычно). Селективные КО применяют для повторных обработок (третьих, четвёртых и т.д.). Вязкая жидкость, нагнетаемая перед КО, наполняет высокопроницаемую часть пласта, подвергнутую кислотному воздействию при предыдущих КО, и содействует направлению потока КР в зоны пласта, ещё не подвергнувшиеся обработке. Вследствие этого эффективность повторных КО возрастает.

Пенокислотная обработка предназначена для углубления обработки кислотой и расширения профиля проницаемости во время нагнетания в пласт по сравнению с обычной КО. В результате увеличивается толщина пласта, который продуцирует нефть, и возрастает эффективность процесса.

Замедление скорости реакции с породой и увеличение глубины проникновения кислоты в карбонатный пласт обусловлено прилипанием пузырьков газа к поверхности породы. Пены характеризуются начальным напряжением сдвига, и это вызывает расширение профиля поглощения кислоты. Во время освоения скважины наличие газовой фазы содействует лучшему очищению призабойной зоны и вынесению продуктов реакции на поверхность.

Ограничением применения процесса является $T_{пл}$ > 85 °С или содержание хлоридов в пластовых водах более 5 %, так как тогда во время фильтрации в пласте пена разрушается. Закачивать пенокислоту в горизонты с низкими пластовыми давлениями нежелательно, потому что это усложняет освоение скважины.

Пенокислота содержит основание (СКР либо ГКР) с пенообразователем (0,5 % ПАВ) и газовой фазой (воздух, природный газ, азот) со степенью аэрации в пластовых условиях от 1,5 до 5,0. Наиболее часто для образования пенокислоты используют эжектор с насадкой диаметром 4,5 мм и камерой смешения диаметром около 8,0 мм.

Обработка газированной кислотой предназначена для увеличения глубины растворения вследствие инициирования газовой фазой проникновения активной кислоты до самых больших поровых каналов, что обусловливает их расширение, а также для обеспечения немедленного очищения

породы от продуктов реакции. По сравнению с другими способами КО, данный способ даёт наилучшие результаты в низкопроницаемых терригенных породах с невысоким пластовым давлением, а также во время повторных обработок. В карбонатных трещинных породах этот способ таких преимуществ не имеет.

Газированная кислота – это смесь кислотного раствора, такого же, как и для обычной кислотной обработки, с газовой фазой (азотом или природным газом) со степенью аэрации в пластовых условиях от 0,8 до 3,0. Если степень аэрации больше 5,0, то это уже обработка кислотными аэрозолями – насыщенными парами кислоты, которые проникают в самые мелкие каналы. Газированные кислоты образуются в эжекторе подобно пенокислоте. После проникновения в пласт газированной кислоты незамедлительно начинают очищение его от продуктов реакции. Для этого открывают затрубную задвижку, а в НКТ закачивают чистую газовую фазу и проводят интенсивный дренаж пластов. Поскольку процесс непрерывный, длительность кислотной обработки вместе с освоением скважины сокращается до нескольких часов, что значительно повышает технико-экономические показатели процесса.

10.3 Методика проектирования кислотной обработки. Задачи и примеры

Методика проектирования изложена в виде комплекса задач:

- проверка целесообразности выбора скважины для КО (задачи 10.1 и 10.2);
- обоснование расхода кислоты во время её нагнетания в пласт (задача 10.3);
- подбор рецептуры кислотных растворов, названия кислот и присадок к растворам и их концентрации для КО (задача 10.11);
- расчёт количества растворённой породы и изменения пористости после СКО (задачи 10.6 и 10.7);
- расчёт изменения проницаемости пород после СКО и ГКО (задача 10.8);
- определение основных технологических параметров процесса и оценка целесообразности его проведения для СКО (обработка СКР) (задачи 10.4, 10.5 и 10.9);
- определение количества растворённой породы и изменения пористости после ГКО (задачи 10.14 и 10.15);
- расчёт основных технологических параметров процесса и оценка целесообразности его проведения для ГКО (последовательная обработка СКР и ГКР) (задачи 10.12, 10.13 и 10.16);
- расчёт объёмов продавливающей и вытесняющей жидкости (задача 10.10);
- определение товарной массы реагентов, являющихся составными кислотных растворов (задача 10.17).

Задача 10.1.

Обосновать выбор скважины для кислотной обработки, определить объект обработки и фильтрационно-емкостные свойства обрабатываемых пластов. Предварительно провести комплекс гидродинамических и геофизических исследований в скважине, исследовать образцы продуктивных пород.

Методика.

По данным исследований скважины определяют:

● потенциальный коэффициент продуктивности $K_{пот}$ отдалённой зоны пласта с природными фильтрационно-емкостными свойствами;

● фактический коэффициент продуктивности всей зоны дренажа $K_{факт}$;

● интервалы продуктивных пластов и их пористость;

● физические свойства коллекторов данного пласта и влияние кислотной обработки на фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов.

Предложенная схема принятия решения относительно кислотной обработки не является исчерпывающей и при наличии более полной информации может быть усовершенствована. Однако она даёт представление о многогранности и сложности задачи.

Кислотную обработку проводят в скважине:

● для которой фактический коэффициент продуктивности меньше потенциального, т.е. отношение продуктивности:

$$ОП = \frac{K_{факт}}{K_{пот}} < 1; \qquad (10.1)$$

● нефтенасыщенные пласты, выделенные по данным геофизических исследований, характеризуются пористостью m_0, большей её нижней предельной границы для пород коллекторов $m_{пр}$, т.е.

$$m_0 > m_{пр}, \qquad (10.2)$$

для предкарпатских месторождений $m_{пр}$ = 7 ÷ 11 % и возрастает с увеличением содержания глинисто-карбонатного цемента и уменьшением размера зёрен скелета пласта;

● толщина поглощающих пластов больше наименьшей предельной, которую следует обрабатывать кислотой, а это означает, что

$$h_{пгл} > h_{пр}, \qquad (10.3)$$

где $h_{пгл}$ – толщина пласта, поглощающего жидкость, закачанную в пласт, м (для предкарпатских месторождений принято $h_{пр} > 5$ м).

Интервалы приёмистости определяются расходометрией во время нагнетания в скважину жидкости с давлением, близким к нагнетанию кислотного раствора, или термометрией.

Пористость образцов песчаников и алевролитов Предкарпатья после обработки солянокислотным раствором в количестве, достаточном для полного удаления карбонатов, возрастает не менее чем на 10 %:

$$k_{ms} = \frac{m_s}{m_0} \geq k_{s(np)}, \tag{10.4}$$

где $k_{s(np)} = 1{,}1$.

Вследствие обработки глинокислотным раствором, объём которого равен объёму СКР, после СКО пористость возрастает не менее чем на 10 % сравнительно с предыдущей:

$$k_{mg} = \frac{m_g}{m_s} \geq k_{g(np)}, \tag{10.5}$$

где m_0 – начальная пористость; m_s и m_g – пористость после обработки СКР и ГКР; $k_{g(np)} = 1{,}1$.

Возрастание пористости после ГКО определится как произведение $k_{msg} = k_{ms} \cdot k_{mg}$, т.е. $k_{msg(np)} = 1{,}1 \cdot 1{,}1 = 1{,}21$.

Начальная карбонатность коллекторов $C_к$ больше предельной карбонатности $C_{к(np)}$, ограничивающей применение СКР. Например, для песчаников Предкарпатья $C_{к(np)} = 3$ % и

$$C_к \geq C_{к(np)}. \tag{10.6}$$

Если удовлетворяется условие (10.6), то проводят первые обработки СКО, а затем ГКО. Если начальная карбонатность меньше 3 %, то проводят только обработку ГКО.

В завершение анализируют данные исследований, сравнивая профили приёмистости с выделенными продуктивными пластами в разрезе скважины. Коэффициент охвата разреза поглощением в вертикальной плоскости:

$$k_{в.охв} = \frac{h_{пгл}}{h_{эф}}, \tag{10.7}$$

где $h_{пгл}$ – толщина пласта, поглощающего жидкость, м; $h_{эф}$ – перфорированная толщина продуктивных пластов в скважине.

Из опыта проведения КО известно, что:

1) если коэффициент охвата разреза поглощением $k_{в.охв} < 0{,}1$, то проводят вторичную перфорацию или поинтервальную КО;

2) если $k_{в.охв} \geq 0{,}5$, то во время КО обычно воздействуют на весь разрез;

3) если $0{,}1 < k_{в.охв} < 0{,}5$, то во время первых КО воздействуют на весь разрез, а вторые-четвёртые и дальнейшие обработки должны быть

направлены на расширение степени охвата обработкой пластов по толщине, т.е. должны проводиться по технологии выборочных или поинтервальных обработок.

Пример 10.1.1.

Скважина эксплуатирует эоценовый песчаник.

Дано $K_{факт}$ = 18 тонн/(сут. · МПа); $K_{пот}$ = 51 тонн/(сут. · МПа); в разрезе содержится пять пластов, разделённых непроницаемыми прослойками. Интервалы продуктивных пластов и их пористость приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Характеристика разреза скважины при $h_{эф}$ = 59 м

Интервал продуктивного пласта, м	Перфорированная толщина продуктивных пластов в скважине, м	Пористость, %
2733–2740	7	12,0
2756–2768	12	9,8
2785–2795	10	13,0
2808–2820	12	10,5
2823–2851	18	9,6

Нижний предел пористости мелкозернистых песчаников с содержанием цемента 5–10 % составляет $m_{пр}$ = 8 %. После пробного нагнетания в скважине проведена термометрия разреза. Обнаружены следующие поглощающие пласты: 2785–2795 м – основной, 2733–2740 м – второстепенный. Итак, принимаем условно $h_{пгл}$ = 17 м. Обработка призабойной зоны ещё не проведена. Карбонатность коллекторов в среднем $C_к$ = 4 %. По данным лабораторных исследований пористость после СКО возрастает на 20 % по сравнению с начальной. Обосновать выбор скважины для КО.

Решение

1. Рассчитываем значение ОП по формуле (10.1):

$$ОП = \frac{K_{факт}}{K_{пот}} = \frac{18}{51} = 0{,}35 < 1.$$

В этом случае имеем значительные резервы увеличения продуктивности скважины.

2. Проверяем по уравнению (10.2) пористость выделенных нефтенасыщенных пластов. Для всех пластов $m_0 > m_{пр}$, поэтому они являются коллекторами.

3. Толщина продуктивных пластов, которую определяют по формуле (10.3), значительно больше наименьшей предельной, поэтому они могут быть объектом КО.

4. Поскольку $C_к$ = 4 %, что по формуле (10.6) больше $C_{к(пр)}$ = 3 %, и k_{ms} = 1,2 > $k_{s(пр)}$, то применяем СКО.

5. Среди выделенных пластов обнаружена приёмистость пласта с наибольшей пористостью, что свойственно обработке пластов Предкарпатья. Во время КО, очевидно, кислотный раствор будет поглощаться в интервале 2785–2795 и 2733–2740 м. Таким образом,

$$k_{в.охв} = \frac{17}{59} = 0{,}3.$$

Это означает, что большая часть разреза без специальной технологии не будет обрабатываться кислотой.

Следовательно, в скважине целесообразно проводить кислотную обработку всего разреза для увеличения продуктивности пластов с наилучшими коллекторами. Дальнейшие обработки следует проводить так, чтобы включать в разработку нижние пласты 2808–2851 м по схеме поинтервальной обработки. Решение о последующих обработках принимают исходя из результатов исследования скважины после первой СКО.

Задача 10.2.

Обосновать выбор скважины для кислотной обработки. Выделить объект и оценить его фильтрационно-емкостные свойства с учётом опыта эксплуатации скважин данной залежи и их обработки кислотами. Информация о скважине ограничена.

Методика.

Известны следующие характеристики скважины:

- фактический дебит жидкости;
- интервалы продуктивных пластов и их пористость;
- пластовое давление;
- приёмистость во время нагнетания жидкости в пласт;
- содержание глин и карбонатов в коллекторах.

В результате исследований определены удельные дебиты в разрезах других действующих скважин и вероятная толщина поглощающих пластов при нагнетании кислотных растворов.

Принимая во внимание перечисленные данные, кислотную обработку скважин можно рекомендовать при условии, что отношение фактического дебита к ожидаемому дебиту удовлетворяет неравенству:

$$ОД = \frac{Q_{факт}}{Q_{ож}} < 1, \qquad (10.8)$$

где $ОД$ – безразмерное отношение дебитов; $Q_{факт}$ и $Q_{ож}$ – фактический и ожидаемый дебит жидкости, м^3/сут.

Значение ожидаемого дебита рассчитывают по формуле:

$$Q_{ож} = \sum_{i=1}^{n} Q_{ож(i)} \cdot h_{эф(i)}, \qquad (10.9)$$

где $Q_{ож(i)}$ – удельный ожидаемый дебит i-х пластов, пористость которых находится в определённых пределах, м^3/(сут. · м); $h_{эф(i)}$ – толщина пластов, пребывающих в соответствующем диапазоне пористости, м.

Например, для эоценовых пластов в зависимости от пористости определены удельные дебиты, приведённые в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Значение удельного дебита жидкости эоценовых пластов Предкарпатья

Пределы пористости, %	Удельный ожидаемый дебит пластов, м^3/(сут. · м)
7–9	0,35
9–11	0,65
11–13	2,0
13–15	3,0
> 15	4,5

Далее необходимо избрать пласты данной скважины в указанных пределах пористости, определить их толщину в каждом из диапазонов и, пользуясь зависимостью (10.9), рассчитать ожидаемый дебит, а затем отношение текущего дебита к ожидаемому.

Приёмистость скважины q во время нагнетания с давлением, меньшим давления опрессовки эксплуатационной колонны, больше предельной $q_{пр}$:

$$q \geq q_{пр}. \qquad (10.10)$$

Ограничением здесь является длительность нагнетания 6 м^3 кислоты, которая с учётом допустимого коррозийного воздействия на трубы при пластовой температуре и применяемых ингибиторах не должна превышать 6 часов. Это означает, что наименьший расход кислоты:

$$q_{пр} \geq 24 \text{ м}^3\text{/сут.}$$

Суммарная толщина продуктивных пластов в разрезе не меньше предельной:

$$h_{эф} > h_{пр}. \qquad (10.11)$$

Для обоснования такого предельного значения использованы данные термометрических исследований в многочисленных скважинах месторождений Предкарпатья после КО. Обнаружена средняя толщина интервала (13 м), который обрабатывали кислотой при среднеквадратичном отклонении ± 4 м. Поэтому наименее эффективной толщиной пласта, на который целесообразно воздействовать кислотой, считается $h_{пр}$ = 13 – (2 · 4) = 5 м.

Количество глин в коллекторах Предкарпатья не больше, чем предельное $C_{гл(пр)}$ = 10 %, так как породы с большей глинистостью обычно непроницаемые, или

$$C_{гл} \le C_{гл(пр)}. \qquad (10.12)$$

Относительная гидропроводность пластов, поддающихся кислотной обработке (или иному методу ОПЗ, например, ГРП):

$$\varepsilon_{отн} = \frac{\varepsilon_{обр}}{\varepsilon_{скв}} > 0{,}5, \qquad (10.13)$$

где $\varepsilon_{обр}$ – это сумма произведений $h_{эф(i)}$ (толщина каждой прослойки) на k_0 (проницаемость каждой прослойки, которая подвергается СКО, ГКО, ГРП и т.п.).

Условную гидропроводность скважины $\varepsilon_{скв}$ определяют для всех перфорированных продуктивных прослоек. Значение вязкости пластовых жидкостей для этих расчётов условно принимают равным единице.

Физический смысл относительной гидропроводности – доля продуктивности обрабатываемых прослоек к продуктивности всех прослоек, раскрытых в разрезе скважины.

Отношение пластового давления к гидростатическому, свидетельствующее об энергетическом потенциале пластов:

$$k_{энр} = \frac{p_{пл}}{p_{гст}} > 0{,}7, \qquad (10.14)$$

где $k_{энр}$ – коэффициент, учитывающий энергетический потенциал давления в пласте; $p_{пл}$ – пластовое давление, приведённое к глубине *H*, МПа; $p_{гст}$ – гидростатическое давление в середине пласта (объекта), подвергнувшегося обработке, МПа, которое определяется по формуле:

$$p_{гст} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6};$$

H – глубина залегания пласта, м; ρ – плотность воды (ρ = 1000 кг/м^3); g – ускорение свободного падения (g = 9,81 м/с^2).

Пример 10.2.1.

В скважине в интервале 2715–2920 м перфорированы шесть продуктивных пластов, которые сгруппированы по пористости, большей $m_{пр}$ = = 7 %, в четыре интервала (табл. 10.3). Проницаемость пластов рассчитана по формуле (10.3) на основе известной пористости и типа коллектора.

Дебит скважины 86,6 м^3/сут., газовый фактор 171 м^3/т, пластовое давление 25 МПа, средняя глубина пласта 2800 м. Приёмистость скважины во время нагнетания воды с ПАВ при давлении 15 МПа равна 150 м^3/сут. Обломочная часть породы на 90 % состоит из кварца. Количество глинистого материала в породе 5 %, карбонатов 4 %. Определить, целесообразно ли проводить в скважине кислотную обработку.

Таблица 10.3 – Характеристика разреза скважины

Интервал пористости, %	Толщина пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2	Условная гидропроводность, м · мкм^2
7–9	13,2	8,0	0,0007	0,009
9–11	27,2	9,9	0,0030	0,032
11–13	14,1	12,0	0,0213	0,350
13–15	27,4	13,9	0,0446	1,222
> 15	0	0	0	0

Решение

1. Определяем параметр *ОД*. Для этого рассчитываем по формуле (10.9) и характеристике разреза скважины значение ожидаемого дебита:

$$Q_{ож} = 0{,}35 \cdot 13{,}2 + 0{,}65 \cdot 27{,}2 + 2{,}0 \cdot 14{,}1 + 3{,}0 \cdot 27{,}4 = 132{,}7 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Тогда по формуле (10.8)

$$ОД = \frac{Q_{факт}}{Q_{ож}} = \frac{86{,}6}{132{,}7} = 0{,}65,$$

что меньше единицы, следовательно, существуют резервы увеличения дебита скважины.

2. Сравниваем значение фактической приёмистости скважины с предельной по формуле (10.10). Поскольку q = 150 м^3/сут. > $q_{пр}$, то этого количества достаточно для обработки. Длительность нагнетания 6–18 м^3 кислотного раствора в пласт составляет 1–3 часа.

3. Основными поглощающими пластами по характеристике разреза являются коллекторы с пористостью 13,9 %, проницаемостью 0,0446 мкм^2 и толщиной 27,4 м. Согласно условию (10.11) толщина пластов достаточна для обработки.

4. Сравнивая содержание глин в коллекторе $C_{гл}$ = 5 % с условием (10.12) и карбонатность $C_к$ = 4 % с условием (10.6), приходим к выводу о возможности применения кислотной обработки путём нагнетания солянокислотного раствора.

5. Отношение условной гидропроводности пластов с наибольшей пористостью 13–15 % к суммарной составляет $\varepsilon = \frac{1{,}222}{1{,}613} = 0{,}76$, что удовлетворяет условию (10.13). Поэтому во время обработки всего разреза, очевидно, следует обрабатывать пласты с *m* = 13–15 %, которые более всего влияют на продуктивность скважины. Отсюда ожидаем заметного улучшения дебита.

6. Сравниваем пластовое давление с гидростатическим по условию (10.14):

$$k_{энр} = \frac{p_{пл}}{p_{гст}} = \frac{25}{1000 \cdot 9{,}8 \cdot 2800 \cdot 10^{-6}} = \frac{25}{27{,}4} = 0{,}91 > 0{,}7.$$

Это означает, что уровень пластовой энергии достаточен для удаления продуктов реакции из пласта и обеспечения эффективной работы скважины после обработки.

Таким образом, в скважине целесообразно провести СКО всего разреза для увеличения продуктивности пластов с наилучшими коллекторами, после чего исследовать её влияние на продуктивность отдельных частей разреза и скважины в целом. Решение о дальнейших действиях принимают на основании полученных результатов и дополнительных гидродинамических и термометрических исследований скважины.

Задача 10.3.

Обосновать расход жидкости и давление во время нагнетания кислотного раствора в пласт.

Методика.

Из предварительных исследований скважины известны:

- глубина залегания продуктивных пород и дебит скважины;
- давление опрессовки эксплуатационной колонны;
- характеристика изменения давления во время нагнетания в скважину жидкости с постоянным или постепенно возрастающим расходом;
- влияние расхода кислоты на глубину (радиус) обработки пласта;
- градиент давления во время нагнетания кислоты в пласт по данным предварительных обработок скважины и градиенты давления гидроразрыва пласта.

Можно определить условия и ограничения для обоснования значений расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт. Для этого необходимо исследовать приёмистость скважины, т.е. характер изменения давления на устье во время нагнетания в пласт с наименьшим постоянным расходом насосного агрегата q или возрастающим $q_1 < q_2 < q_3$ расходом, например, путём постепенного увеличения скорости насосного агрегата.

По данным исследований построим кривую:

$$p_y = f(t),$$

где p_y – давление на устье; t – длительность нагнетания, мин.

Для незначительного расхода маловязкой жидкости гидравлические потери трения невелики. Например, для воды с q = 250 м^3/сут. через 73-мм НКТ потери $p_{тр} \leq 0{,}002$ МПа/100 м или на 2000 м – 0,4 МПа, поэтому для процесса нагнетания кислоты в пласт гидравлическими потерями можно пренебречь.

Расход кислоты $q_к$ во время закачивания в песчано-алевролитовые пористые пласты с учётом влияния на скорость прохождения реакции не регламентируется. Наибольшее допустимое значение расхода ограничивается лишь давлением.

О незначительном влиянии скорости фильтрации на скорость взаимодействия кислоты с породой известно из лабораторных исследований и теории реакций кислотных растворов в поровом пространстве. Доказано, что в порах с размерами 10–12 мкм длительность нейтрализации каких-либо кислотных растворов на стенках скважины измеряется долями секунд. В глубине призабойной зоны продолжительность нейтрализации несколько возрастает: для солянокислотных растворов до 10 секунд, а для глинокислотных – до сотен секунд. Увеличение расхода кислоты даже в несколько раз несущественно влияет на длительность реакции кислоты в пласте. В отличие от закачивания кислоты в пласт, длящегося часами, реакция в поровом пространстве происходит почти мгновенно для любых реальных расходов кислоты во время обработки пласта.

Известно, что во время обработки трещинных карбонатных коллекторов желательно закачивать СКР при максимально возможном расходе, так как это обеспечивает возрастание глубины обработки пласта и увеличивает эффективность кислотного воздействия.

Ограничивается наименьшее значение расхода, которое зависит от допустимого пребывания кислоты на забое, с учётом защиты металла от коррозийной активности по условию (10.10). Из опыта КО известно, что расход кислоты на устье обычно $q_к$ = 150 ÷ 500 м^3/сут.

Давление на устье во время кислотной обработки должно быть меньше давления опрессовки эксплуатационной колонны, так как это даёт возможность проводить нагнетание кислоты без пакера и удешевляет процесс:

$$p_к \le p_{опр}, \tag{10.15}$$

где $p_к$ – давление на устье во время поступления кислоты в пласт; $p_{опр}$ – давление опрессовки.

Обычно давление опрессовки эксплуатационных колонн составляет 15–20 МПа в эксплуатационных скважинах и 20–40 МПа в разведочных.

Градиент давления во время нагнетания кислотных растворов в пласт должен быть меньше градиента давления гидроразрыва пород в скважинах данного региона (месторождения), чтобы избежать ГРП и распространить воздействие кислоты по толщине пласта:

$$\text{grad}\ p_к < \text{grad}\ p_{грп}; \tag{10.16}$$

$$\text{grad}\ p_{грп} = \frac{p_{грп}}{0{,}01 \cdot H}; \tag{10.17}$$

$$\text{grad}\ p_к = \frac{(p_{гст} + p_к)}{0{,}01 \cdot H}, \tag{10.18}$$

где $p_{грп}$ – давление на забое во время ГРП перед закреплением развитых трещин песком, МПа; H – глубина скважины, м; $p_{гст}$ – гидростатическое давление воды в скважине, МПа:

$$p_{гст} = \rho \cdot g \cdot H\,; \qquad (10.19)$$

ρ – плотность жидкости в скважине, кг/м^3; g – ускорение свободного падения (g = 9,8 м/с^2).

Приведём значения средних градиентов давлений гидроразрыва пласта, которые наиболее характерны для условий предкарпатских месторождений. Градиент $p_{грп}$ = 1,80 МПа/100 м в нефтяных скважинах и градиент $p_{грп}$ = = 1,90 МПа/100 м в водонагнетательных. Во время КО нефтяных скважин градиент $p_к$ = 1,56 МПа/100 м, а водонагнетательных – 1,73 МПа/100 м.

Разность давлений обусловлена наличием в призабойной зоне нефтяных скважин воронки депрессии, а в нагнетательных – репрессии. Если давление ГРП не исследовано, то можно считать, что

$$\text{grad}\ p_{грп} = \frac{100 \cdot \left(p_{гст} + 0{,}008 \cdot H\right)}{H}. \qquad (10.20)$$

Это значение используют для принятия решения по условию (10.16).

Пример 10.3.1.

Скважина эксплуатируется штанговым глубинным насосом (ШГН) с дебитом 6 тонн/сут. Эффективная толщина пластов, размещённых в интервале 1840–1960 м, $h_{эф}$ = 50 м. Пластовое давление $p_{пл}$ = 17 МПа, давление опрессовки колонны $p_{опр}$ = 20 МПа. Результаты исследования скважины на приёмистость воды плотностью 1000 кг/м^3 изображены на рисунке 10.1. Определить ожидаемые расходы кислоты и давление во время нагнетания в пласт.

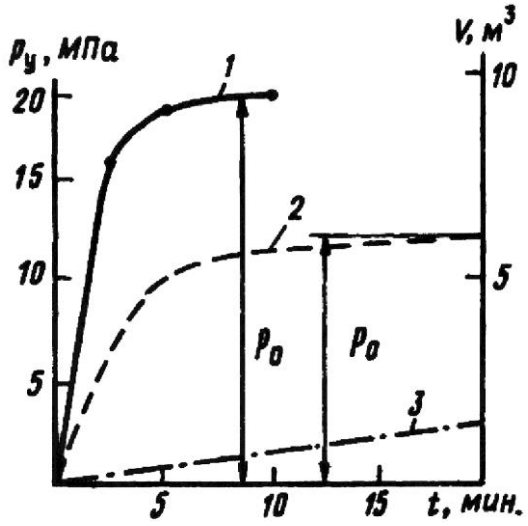


Рисунок 10.1 – Изменение давления p_y на устье скважины во время пробного нагнетания в пласты (q_0 = 225 м^3/сут.):

1, 2 – давление для водонагнетательной и нефтяной скважины соответственно;

3 – объём жидкости, м^3; p_y – давление на устье скважины, МПа;

t – продолжительность нагнетания в пласт, мин.;

V – закачанный в скважину объём жидкости, м^3

Решение

1. Анализируя кривую $p_y = f(t)$, находим, что на протяжении 10 мин. нагнетания в пласт давление возрастает стремительно, а далее – очень медленно, поэтому значение p_y = 12 МПа для t = 20 мин. можно считать квазиустойчивым для расхода q_0 = 225 м^3/сут.

2. Принимаем $q_к = q_0$ = 225 м^3/сут. для $p_к$ = 12 МПа. Проверим допустимость применения такого расхода. Поскольку верхний предел расхода кислоты в песчаных коллекторах не ограничен, проверяем допустимость применения $q_к = q_0$ по условию (10.10) наименьшего расхода. Определив, что $q_к$ = 225 м^3/сут. > $q_{пр}$, принимаем заданный расход для обработки.

3. Сравниваем давления по условию (10.15) и, так как $p_к < p_{опр}$, кислотную обработку проводим без пакера.

4. Проверим возможность гидроразрыва пласта во время нагнетания под давлением $p_к < p_{опр}$. Вначале рассчитываем среднюю глубину обрабатываемых пластов:

$$H = \frac{1840 + 1960}{2} = 1900 \text{ м},$$

а далее по условию (10.19):

$$p_{гст} = \rho \cdot g \cdot H = 1000 \cdot 9{,}8 \cdot 1900 = 18{,}6 \text{ МПа}.$$

По условию (10.18) найдём:

$$\text{grad } p_к = \frac{18{,}6 + 12}{0{,}01 \cdot 1900} = 1{,}61 \text{ МПа/100 м}.$$

Проверяем условие (10.16), по которому:

$$\text{grad } p_к = 1{,}61 \text{ МПа/100 м} < 1{,}80 \text{ МПа/100 м},$$

поэтому гидроразрыв пласта не ожидается.

Пример 10.3.2.

Водонагнетательная скважина, пробуренная на глубину 2910 м, вскрыла олигоценовые отложения с пористостью 9–10 % в интервале 2414–2906 м, обсаженном фильтром, середина которого H = 2660 м. Пластовое давление 28,0 МПа, забойное давление во время нагнетания воды в пласт $p_{н.в}$ = 39,6 МПа и представляет собой сумму давлений на устье p_y = 13 МПа во время нагнетания воды с расходом Q = 45 м^3/сут. и гидростатического $p_{гст}$ = 26,6 МПа. Тогда градиент забойного давления:

$$\text{grad } p_{н.в} = \frac{p_{н.в}}{0{,}01 \cdot H} = \frac{39{,}6}{0{,}01 \cdot 2660} = 1{,}49 \text{ МПа/100 м}.$$

Репрессия на пласт во время закачивания воды:

$$\Delta p = p_{н.в} - p_{пл} = 39{,}6 - 28{,}0 = 11{,}6 \text{ МПа},$$

а коэффициент приёмистости:

$$K = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{45}{11{,}6} = 3{,}87 \text{ м}^3/(\text{сут.} \cdot \text{МПа}).$$

Давление опрессовки $p_{опр}$ = 20,0 МПа. Для увеличения приёмистости планируют кислотную обработку. Исследовано увеличение давления во время нагнетания насосным агрегатом (см. рис. 10.1) с постоянным расходом q_0 = 225 м^3/сут. Определить ожидаемое давление и расход кислоты во время кислотной обработки.

Решение

1. Анализируя кривую $p_y = f(t)$ (см. рис. 10.1), находим, что после 5 мин. нагнетания давление на устье практически стабилизировалось при p_0 = 19 МПа для расхода q_0 = 225 м^3/сут.

2. Принимаем $q_к = q_0$ = 225 м^3/сут. для $p_к = p_0$ = 19 МПа. Верхний предел расхода кислоты во время обработки песчаных коллекторов не ограничивается, а нижний должен быть больше $q_{пр}$ по условию (10.10):

$$q_к = q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут.} > 24 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Заданный расход приемлем для кислотной обработки.

3. Проверим допустимость давления нагнетания для $p_к = p_{опр}$. Условие (10.15) выполняется, поскольку $p_к$ = 19,0 МПа. Для проверки условия (10.16) определим по (10.18):

$$\text{grad } p_к = \frac{26{,}6 + 19{,}0}{0{,}01 \cdot 2660} = 1{,}71 \text{ МПа/100 м}.$$

Поскольку 1,71 < 1,90 МПа/100 м, считаем, что кислота будет поступать в пласт под давлением $p_к$ = 19 МПа.

Пример 10.3.3.

Нефтяная скважина эксплуатируется штанговым насосом. Эффективная мощность песчаников, залегающих в интервале 2690–2790 м, обсаженном фильтром, равна 60 м. Дебит нефти 6 тонн/сут. Пластовое давление на глубине 2740 м равно 22 МПа. Давление опрессовки эксплуатационной колонны составляет 18 МПа. Данные исследования скважины на приёмистость приведены на рисунке 10.2. Определить ожидаемый расход кислоты и её давление во время поступления в пласт.

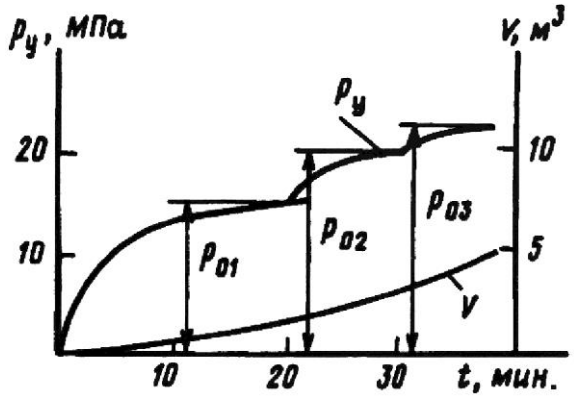


Рисунок 10.2 – Изменение давления p_y на устье скважины во время пробного закачивания в пласты (расход 110; 220 и 330 м³/сут.):

p_y – давление на устье скважины, МПа; t – продолжительность нагнетания в пласт, мин.; V – закачанный в скважину объём жидкости, м³

Решение

1. Результаты исследований приёмистости (см. рис. 10.2) свидетельствуют, с одной стороны, о возможности применять наибольший расход q_{03} = 330 м³/сут. и быстрее нагнетать кислоту в пласт, а с другой (поскольку $p_{опр}$ = 18 МПа < p_{03} = 22 МПа) – о необходимости дополнительных мер для защиты эксплуатационной колонны с таким режимом нагнетания. Поэтому рассмотрим процесс нагнетания с меньшим расходом.

2. Согласно теории КО поровых коллекторов, уменьшение расхода кислоты не обусловливает уменьшения радиуса обработки пласта. Поэтому целесообразно выбрать расход q_{01} = 110 м³/сут. с давлением p_{01} = 15 МПа < < $p_{опр}$ по условию (10.15).

3. Проверим допустимость нагнетания кислоты в пласт с давлением $p_к$ = p_{01} = 15 МПа с точки зрения возможного ГРП. Вначале определим $p_{гст}$ на глубине H по условию (10.19):

$$p_{гст} = \rho \cdot g \cdot H = 1000 \cdot 9{,}8 \cdot 2740 = 26{,}9 \text{ МПа}.$$

Далее по формуле (10.18):

$$\text{grad } p_к = \frac{26{,}9 + 15{,}0}{0{,}01 \cdot 2740} = 1{,}53 \text{ МПа/100 м}.$$

Так как условие (10.16) grad $p_к$ < 1,80 МПа/100 м удовлетворяется, сделаем вывод о том, что во время КО можно поддерживать расход кислоты $q_к$ = 110 м³/сут. и давление $p_к$ = 15 МПа.

Задача 10.4.

Рассчитать продолжительность реакции СКР в порах песчаного карбонизированного коллектора.

Методика.

Реакция СКР с породой является гетерогенной реакцией первого порядка, которая лимитируется диффузорной стадией и описывается уравнением:

$$C = C_0 \cdot \exp\left(\frac{-4 \cdot \beta \cdot \tau}{d_{cp}}\right), \tag{10.21}$$

где

$$d_{cp} = 0{,}57 \cdot \left(\frac{k_0}{m_0}\right)^{0{,}5} \cdot 10^{-4}; \tag{10.22}$$

C_0 и C – соответственно начальная и текущая концентрации кислоты, молярная или в процентах (по массе); β – коэффициент массопередачи, м/с; τ – время фильтрации через породу, с; d_{cp} – средний диаметр пор в пористой среде, м; k_0 – проницаемость пласта перед обработкой, мкм^2; m_0 – пористость, %.

С достаточной для практики точностью принимаем степень нейтрализации СКР для уровня $C = 0{,}1 \cdot C_0$. Прологарифмировав уравнение (10.21) и учитывая, что $\ln (C_0/C) = 2{,}3$, определяем продолжительность нейтрализации для заданных условий:

$$\tau = \frac{0{,}575 \cdot d_{cp}}{\beta}. \tag{10.23}$$

Для расчёта коэффициента массопередачи используем эмпирическую зависимость для СКР:

$$\beta = 28{,}8 \cdot 10^{-4} \cdot \mathrm{Re}^{0{,}05} \cdot \frac{D_{ms}}{d_{cp}}, \tag{10.24}$$

где D_{ms} – коэффициент молекулярной диффузии, постоянный для определённой концентрации соляной кислоты и температуры, м^2/с; Re – число Рейнольдса, которое определяется:

$$\mathrm{Re} = \frac{u_{cp} \cdot d_{cp}}{\nu}; \tag{10.25}$$

u_{cp} – средняя линейная скорость движения СКР, м/с; ν – кинематическая вязкость кислоты, м^2/с.

Итак,

$$D_{ms} = \left(\frac{D_{os} \cdot 0{,}0178 \cdot 10^{-4}}{273}\right) \cdot \left(\frac{273 + T_{пл}}{\nu}\right), \tag{10.26}$$

где D_{os} – коэффициент диффузии для HCl, м^2/с.

Значение D_{os} находим из таблицы 10.4 для заданной концентрации HCl, а значение вязкости воды – из таблицы 10.5.

Таблица 10.4 – Коэффициент диффузии для HCl при 0 °С

Концентрация HCl		Коэффициент диффузии $D_{os} \cdot 10^{-8}$, м^2/с
массовая C_0, %	молярная $C_{ms} \cdot 10^6$, мг · экв/м^3	
5	1,39	0,169
10	2,87	0,190
15	4,46	0,212
20	6,03	0,235
25	7,72	0,259
30	9,45	0,282

Таблица 10.5 – Кинематическая вязкость воды

Температура $T_{пл}$, ºС	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^4$, м^2/с	Температура $T_{пл}$, °С	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^4$, м^2/с
0	0,0178	80	0,0035
20	0,0100	100	0,0028
40	0,0065	120	0,0023
60	0,0047	140	0,0019

Линейная скорость фильтрации СКР в поровом пространстве максимальная на стенках скважины с радиусом r_c = 0,1 м; она уменьшается с увеличением радиуса проникновения кислоты r. Определить суммарную площадь отверстий на цилиндрических фильтрационных поверхностях радиусом r достаточно сложно.

Для этого учитывают неравномерность проникновения СКР в разрезе вокруг скважины (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), а также микронеоднородность порового пространства по распределению поровых каналов и участие их в фильтрации. Таким образом, площадь фильтрации F на расстоянии r от скважины записывают в виде:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot \frac{m_0}{100} \cdot h_{эф} \cdot k_{в.охв} \cdot k_{г.охв} \cdot k_{у.ф} \cdot k_в, \qquad (10.27)$$

где r – радиус распространения СКР от оси скважины, м ($r > r_c$); m_0 – пористость пласта, %; $h_{эф}$ – эффективная перфорированная толщина пласта, м; $k_{в.охв}$ – коэффициент степени охвата пласта по вертикали (по данным промысловых исследований); $k_{г.охв}$ – коэффициент степени охвата пласта СКР по горизонтали; $k_{у.ф}$ – коэффициент, учитывающий участие пор в фильтрации СКР (по данным лабораторных исследований); $k_в$ – коэффициент вытеснения пластовой жидкости водным кислотным раствором (по данным лабораторных исследований).

Средняя линейная скорость СКР:

$$u_{ср} = \frac{\left(\frac{q}{86400}\right)}{F}, \qquad (10.28)$$

где $u_{ср}$ – средняя линейная скорость фильтрации, м/с; q – объёмный расход СКР, м^3/сут.; F – площадь фильтрационных отверстий, м^2.

По результатам анализов образцов пород Предкарпатья предлагается неравномерность охватывания породы обработкой СКР в горизонтальной плоскости записать как зависимость:

$$k_{г.охв} = \exp\left(-0{,}1 \cdot r\right). \qquad (10.29)$$

Пример 10.4.1.

Пласт карбонизированного песчаника обрабатывают раствором C_0 = = 15 % HCl; m_0 = 14 %; $h_{эф}$ = 78,3 м; $k_{в.охв}$ = 0,35; $k_{у.ф}$ = 0,28; $k_в$ = 0,5; q = 260 м^3/сут.; k_0 = 0,044 мкм^2; $T_{пл}$ = 85 °С; ν = 0,33 · 10^{-6} м^2/с; D_{os} – зависит от концентрации СКР (см. табл. 10.4).

Решение

1. Сначала определяем суммарную площадь поровых отверстий на расстоянии r от оси скважины, сквозь которые фильтруется по пласту кислотный раствор, по формуле (10.27):

$$F = 2 \cdot 3{,}14 \cdot r \cdot \frac{14}{100} \cdot 78{,}3 \cdot 0{,}35 \exp\left(-0{,}1 \cdot r\right) \cdot 0{,}28 \cdot 0{,}5 = 3{,}37 \cdot r \cdot \exp\left(-0{,}1 \cdot r\right).$$

Здесь и далее решение записано как функция r. Результаты расчётов для различных r приведены в таблице 10.6.

Таблица 10.6 – Расчёт процесса солянокислотной обработки

Параметры	Расстояние r от оси скважины, м						
	0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0
Суммарная площадь поровых отверстий F, м^2	0,36	0,98	1,60	3,05	5,53	7,48	9,03
Средняя линейная скорость фильтрации СКР $u_{ср} \cdot 10^{-3}$ м/с	0,83	0,31	0,19	0,10	0,05	0,04	0,03
Число Рейнольдса Re · 10^{-4}	805	301	184	97	52	39	32
Коэффициент массопередачи $\beta \cdot 10^{-8}$, м^2/с	12,3	48,5	30,4	16,5	9,2	7,0	5,8
Длительность реакции в пласте τ, с	1,5	3,8	6,0	11,0	20,0	26,0	32,0

2. Определяем среднюю скорость фильтрации кислотного раствора на расстоянии r по формуле (10.28):

$$u_{cp} = \frac{\left(\frac{260}{86400}\right)}{F} = \frac{0{,}003}{F}.$$

3. Число Рейнольдса находим по уравнению (10.25). Принимая во внимание (10.22), рассчитываем диаметр поровых каналов:

$$d_{cp} = 0{,}57 \cdot \left(\frac{0{,}044}{14}\right)^{0{,}5} \cdot 10^{-4} = 3{,}2 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

Считаем, что кинематическая вязкость СКР равна вязкости воды с пластовой температурой $T_{пл}$ = 85 °С, т.е.

$$\nu = 0{,}33 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Число Рейнольдса определяем таким образом:

$$\text{Re} = \frac{u_{cp} \cdot 3{,}2 \cdot 10^{-6}}{0{,}33 \cdot 10^{-6}} = 9{,}7 \cdot u_{cp}.$$

4. Рассчитаем коэффициент массопередачи для реакции в поровом пространстве по формуле (10.24). Для этого сначала определим по формуле (10.26) значение коэффициента молекулярной диффузии 15 %-ной HCl для температуры пласта:

$$D_{ms} = \left(\frac{0{,}212 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}0178 \cdot 10^{-4}}{273}\right) \cdot \left(\frac{273 + 85}{0{,}33 \cdot 10^{-6}}\right) = 1{,}5 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Подставив значение в формулу (10.24), получим:

$$\beta = 28{,}8 \cdot 10^{-4} \cdot \text{Re}^{0{,}05} \cdot \frac{1{,}5 \cdot 10^{-6}}{3{,}2 \cdot 10^{-6}} = 13{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot \text{Re}^{0{,}05}.$$

5. Определим длительность реакции (с) в пласте по уравнению (10.23), подставив в него значение диаметра поровых каналов d_{cp}:

$$\tau = \frac{0{,}575 \cdot 3{,}2 \cdot 10^{-8}}{\beta} = \frac{184 \cdot 10^{-8}}{\beta}.$$

Результаты расчётов (см. табл. 10.6) свидетельствуют о том, что скорость реакции в пласте измеряется секундами. Следовательно, выдерживать соляную кислоту на реагирование не следует, так как она теряет почти всю свою химическую активность во время поступления в пласт.

Задача 10.5.

Рассчитать параметры зоны растворения в СКР. Рассчитать глубину проникновения СКР в поровое пространство, количество растворённой породы и радиус зоны растворения на основании лабораторных исследований. Охарактеризовать изменение пористости пород после их обработки.

Методика.

Кислотный раствор проникает в поровое пространство неравномерно. Поэтому, как и в предыдущей задаче 10.4, учтено влияние макронеоднородности (коэффициенты $k_{в.охв}$ и $k_{г.охв}$) и микронеоднородности (коэффициент $k_{у.ф}$) породы. С учётом этого определяют объём кислотного раствора на расстоянии r от оси скважин:

$$V_{ks} = 2 \cdot \pi \cdot h_{эф} \cdot k_{в.охв} \cdot k_{у.ф} \cdot k_{в} \cdot \frac{m_0}{100} \times \\ \times \left[\exp\left(-0{,}1 \cdot r_c\right) \cdot \left(0{,}1 \cdot r_c + 1\right) - \exp\left(-0{,}1 \cdot r\right) \cdot \left(0{,}1 \cdot r + 1\right)\right] \cdot 100. \quad (10.30)$$

Если выражение в скобках обозначить функцией $A(r)$, тогда уравнение (10.30) можно записать в виде:

$$V_{ks} = 2 \cdot \pi \cdot h_{эф} \cdot k_{в.охв} \cdot k_{у.ф} \cdot k_{в} \cdot m_0 \cdot A(r). \quad (10.31)$$

Вычисленные значения функции $A(r)$ сведены в таблице 10.7. Расчёт обычно производят в пределах $r_c \le r \le 10$ м, где r_c = 0,1 м, а шаг изменения радиуса составляет 0,1 м в пределах до r = 1 м; 0,2 м – в пределах до r = 2 м и 1 м – в пределах до r = 10 м.

Таблица 10.7 – Результаты расчётов $A(r)$ в зависимости от радиуса проникновения кислоты r

r, м	$A(r)$	r, м	$A(r)$	r, м	$A(r)$
0,1	–	1,0	0,004630	2,5	0,026435
0,2	0,000147	1,1	0,005565	3,0	0,036880
0,3	0,000438	1,2	0,006609	3,5	0,048620
0,4	0,000729	1,25	0,007150	4,0	0,061304
0,5	0,001159	1,3	0,007696	5,0	0,090000
0,6	0,001678	1,4	0,008696	6,0	0,121700
0,7	0,002287	1,5	0,010140	7,0	0,155600
0,8	0,002980	1,75	0,013800	8,0	0,190900
0,9	0,003761	2,0	0,017480	9,0	0,227400
				10,0	0,263900

По уравнению (10.31) определяем, какой радиус отвечает заданному объёму КР и строим графики $V_{ks} = f(r)$, как указано на рисунке 10.3. Далее рассчитываем длительность поступления заданного объёма кислотного раствора в пласт:

$$t_y = 1440 \cdot \frac{V_{ks}}{q_к}, \quad (10.32)$$

где t_y – длительность закачивания СКР, мин.; $q_к$ – расход СКР, м^3/сут.

Порода растворяется в количестве G_s только в сфере проникновения СКР условным радиусом r. Это означает, что возрастает объём только той части порового пространства, которая заполнена СКР и контактирует с

ним. Понятно, что это является зоной реагирования кислоты с породой.

Количество растворённой породы легко определить, если известен коэффициент возрастания пористости k_{ms}.

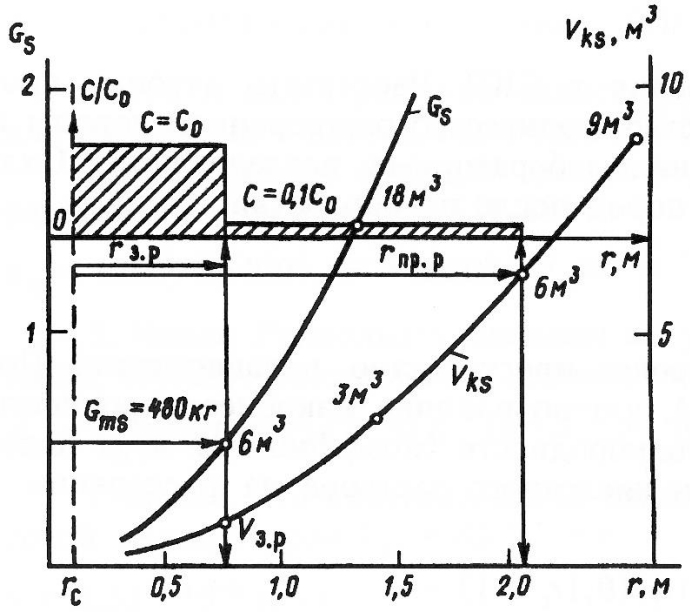


Рисунок 10.3 – Развитие зоны растворения пласта СКР и профиль нейтрализации кислоты (типичная картина):

G_s – масса растворённой породы, тонн; V_{ks} – объём СКР, м³;

r – радиус от оси скважины, м;

$r_{з.р}$ и $r_{пр.р}$ – условные радиусы зоны растворения и продуктов реакции, м;

C/C_0 – отношение текущей концентрации к начальной;

$V_{з.р}$ – объём зоны растворения

Для расчёта k_{ms} используем результаты лабораторных экспериментов. Фильтруют излишек СКР для полного удаления карбонатов из образца породы и определяют увеличение его пористости Δm_s. Применяют следующее выражение:

$$k_{ms} = \frac{m_0 + \Delta m_s}{m_0} = \frac{m_c}{m_0}. \qquad (10.33)$$

Количество растворённой породы (кг) в зоне r проникновения V_{ks} объёма соляной кислоты:

$$G_s = \rho_{ск} \cdot V_{ks} \cdot (k_{ms} - 1), \qquad (10.34)$$

где $\rho_{ск}$ – плотность скелета растворяющейся в СКР породы ($\rho_{ск}$ = 2000 ÷ 2700 кг/м³); k_{ms} – коэффициент возрастания пористости (для слабокарбонатных песчаных пород Предкарпатья k_{ms} = 1,1 ÷ 1,3).

Таким образом, с учётом $V_{ks} = f(r)$ строим зависимость $G_s = f(r)$ (рис. 10.3).

Теперь можно определить размеры зоны растворения СКР. Учитываем, что реакция СКР в пласте происходит почти мгновенно (см. задачу 10.4,

табл. 10.6), поэтому профиль нейтрализации СКР в пласте является прямоугольным. Условный радиус фронта зоны растворения определяют из максимального количества породы, которая может быть растворённой в объёме кислотного раствора заданной концентрации:

$$G_{ms} = V_{ks} \cdot DC_s \cdot R_{ms}, \qquad (10.35)$$

где G_{ms} – максимальная растворимость в кислотном растворе, кг; DC_s – потеря кислотности, мг · экв/м^3; R_{ms} – средняя растворимость породы на единицу потери кислотности, кг/мг · экв.

Для условий обработки песчаных пород Предкарпатья:

$$R_{ms} = (17 \div 25) \cdot 10^{-6} \text{ кг/мг} \cdot \text{экв.}$$

Считается, что потери кислотности составляют 90 % её начального значения, или

$$DC_s = 0{,}9 \cdot C_{ms} \qquad (10.36)$$

(C_{ms} определяют по таблице 10.4).

Подставив (10.36) в уравнение (10.35), найдем:

$$G_{ms} = 0{,}9 \cdot V_{ks} \cdot C_{ms} \cdot R_{ms}. \qquad (10.37)$$

После расчёта C_{ms} для заданных значений V_{ks} радиус зоны растворения $r_{з.р}$ находим графическим или приближённым методом. Откладываем на оси G_s значение G_{ms} и, пользуясь кривой $G_s = f(r)$ (см. рис. 10.3), получаем на абсциссе r искомый радиус зоны растворения. Наиболее часто радиус растворения изменяется в пределах от 0,5 до 1,5 м. Чтобы найти радиус растворения продуктов в пласте $r_{пр.р}$, опустим перпендикуляр из заданного значения V_{ks} на ось абсцисс. Зная глубину обработки пласта кислотой, используем полученные результаты и построим профиль нейтрализации кислоты в пласте (см. рис. 10.3) в координатах $C/C_0 = f(r)$, где C и C_0 – соответственно текущая и начальная концентрации СКР.

Пример 10.5.1.

Пласт карбонизированного песчаника обработан 15 %-ным раствором HCl. Условия см. задачу 10.4.1. Кроме того, по данным лабораторных исследований: $C_к$ = 3,1 %; k_{ms} = 1,2; $\rho_{ск}$ = 2700 кг/м^3; C_{ms} = 4,46 · 10^6 мг · экв/м^3; R_{ms} = 20 · 10^{-6} кг/мг · экв. Рассчитать параметры зоны растворения в СКР.

Решение

1. Определяем сначала по формуле (10.31) возрастающий объём СКР по мере нагнетания его в пласт как функцию условного радиуса:

$$V_{ks} = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 78{,}3 \cdot 0{,}35 \cdot 0{,}28 \cdot 0{,}5 \cdot 14 \cdot A(r) = 337{,}3 \cdot A(r).$$

Эти и последующие результаты расчётов сведены в таблице 10.8.

2. Продолжительность нагнетания (мин.) СКР на заданную глубину пласта (по радиусу) рассчитываем по формуле (10.32), расход кислотного раствора $q_к$ = 260 м^3/сут.:

$$t_y = 1440 \cdot \frac{V_{ks}}{260}.$$

Таблица 10.8 – Растворение породы пласта по глубине проникновения СКР

Параметры	Расстояние *r* от оси скважины, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2	3	4
Объём СКР V_{ks}, м^3	–	0,15	0,39	0,77	1,56	3,42	5,89	12,4	20,6
Длительность нагнетания СКР в пласт t_y, мин.	–	–	–	–	8,6	18,9	32,6	68,7	114,1
Масса растворённой породы G_s, кг	–	81	210	416	842	1847	не рассчитаны		

3. Количество породы, которая может быть растворённой в зоне *r* проникновения СКР, определяем при условии известного k_{ms} = 1,2 и $\rho_{ск}$ = = 2700 кг/м^3. С учётом этого запишем формулу (10.34) в виде:

$$G_s = 2700 \cdot V_{ks} \cdot (1{,}2 - 1) = 540 \cdot V_{ks}.$$

4. Рассматриваем варианты закачивания в пласт от 3 до 18 м^3 СКР (15 %-ной HCl) и определяем максимальную растворимость породы после нейтрализации СКР на 90 %. Для 15 %-ной HCl из таблицы 10.4 находим молярную концентрацию C_{ms} = 4,46 · 10^6 мг · экв/м^3. По данным лабораторных исследований средняя растворимость в СКР эоценового песчаника:

$$R_{ms} = 20 \cdot 10^{-6} \text{ мг} \cdot \text{экв/м}^3.$$

Подставив эти значения в уравнение (10.37), получаем:

$$G_{ms} = 0{,}9 \cdot V_{ks} \cdot 4{,}46 \cdot 10^6 \cdot 20 \cdot 10^{-6} = 80{,}3 \cdot V_{ks}.$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 10.9.

Таблица 10.9 – Объёмы СКР и глубина обработки пласта СКР

Объём СКР V_{ks}, м^3	Максимальная растворимость в кислотном растворе G_{ms}, кг	Радиус зоны растворения $r_{з.р}$, м	Радиус зоны продуктов реакции в пласте $r_{пр.р}$, м
3	240	0,54	1,4
6	480	0,76	2,1
9	720	0,92	2,5
12	960	1,08	не определяли
15	1200	1,20	
18	1440	1,32	

5. Построим по данным таблицы 10.8 графики $V_{ks} = f(r)$ и $G_s = f(r)$ (см. рис. 10.3).

6. Опустив перпендикуляр из заданных значений V_{ks} и G_{ms} на ось абсцисс, найдём радиусы зоны продуктов реакции и зоны растворения – $r_{пр.р}$ и $r_{з.р}$, которые приведены в таблице 10.9.

Зная глубину обработки пласта кислотой и пользуясь полученными результатами, построим профиль нейтрализации кислоты в пласте (см. рис. 10.3) для 6 м^3 СКР.

Задача 10.6.

Рассчитать количество растворённой породы в солянокислом растворе. Известны карбонатность и глинистость песчаника.

Методика.

Методику применяют, если отсутствуют данные исследований увеличения пористости образцов породы после обработки СКР (т.е. не определено k_{ms}, как описано в задаче 10.5) или для сравнения с лабораторным экспериментом. Для решения задачи нужно знать содержание карбонатов и глин в породе.

Из лабораторных экспериментов исследования растворимости песчано-алевролитовых пород Предкарпатья в СКР известно, что во время обработки излишком соляной кислоты в пластовых условиях из породы извлекаются около 25 % алюмосиликатов и 50 % карбонатов. Растворения SiO_2 практически не происходит. С учётом приведённых данных запишем формулу растворимости породы в излишке СКР в виде:

$$DG_S = 0{,}25 \cdot C_{гл} + 0{,}5 \cdot C_к, \qquad (10.38)$$

где DG_S – растворимость породы в СКР, % (по массе); $C_{гл}$ – содержание глин в породе, %; $C_к$ – содержание карбонатов $CaCO_3$ и $MgCO_3$ в породе, %.

Количество растворённой породы (кг) определяем по формуле:

$$G_S = \frac{\rho_n \cdot V_{ks} \cdot DG_S}{m_0}, \qquad (10.39)$$

где ρ_n – средняя плотность пористой породы (ρ_n = 2200 ÷ 2300 кг/м^3); m_0 – пористость перед обработкой, %.

Пример 10.6.1.

Производят СКО скважины СКР. Рассчитать количество растворённой породы, если известны $C_{гл}$ = 6,6 %, $C_к$ = 3,2 %, плотность породы ρ_n = 2300 кг/м^3, пористость m_0 = 14 %.

Решение

1. Для определения количества растворённой породы рассчитываем растворимость в СКР по формуле (10.38):

$$DG_S = 0{,}25 \cdot 6{,}6 + 0{,}5 \cdot 3{,}2 = 3{,}25\ \%.$$

2. Количество растворённой породы (кг) в зоне реагирования кислоты определяется как функция объёма V_{ks} по уравнению (10.39):

$$G_S = \frac{2300 \cdot V_{ks} \cdot 3{,}25}{14} = 535{,}93 \cdot V_{ks}.$$

Далее строим зависимость $G_S = f(r)$. Поскольку $V_{ks} = f(r)$, решаем задачу о радиусе зоны обработки СКР аналогично задаче 10.5.

Задача 10.7.

Рассчитать ожидаемое изменение пористости песчаного коллектора после обработки его солянокислотным раствором. Известны карбонатность и глинистость породы.

Методика.

Методику применяют в случае отсутствия прямых лабораторных исследований определения k_{ms} при наличии данных, указанных в задаче 10.5.

Сначала рассчитываем количество растворённой породы (% по массе) по формуле (10.38).

Зная DG_S, определяем объёмную растворимость DV_S (%), которая отвечает увеличению пористости породы:

$$DV_S = \frac{\rho_n \cdot DG_S}{\rho_{ск}}. \qquad (10.40)$$

Следовательно, значение пористости породы после обработки СКР:

$$m_S = m_0 + DV_S. \qquad (10.41)$$

Коэффициент возрастания пористости после обработки СКР сравнительно с начальной пористостью:

$$k_{ms} = \frac{m_S}{m_0}, \qquad (10.42)$$

далее по уравнению (10.34) находим G_S.

Пример 10.7.1.

Задан состав породы аналогично задаче 10.4, плотность скелета породы $\rho_{ск}$ = 2700 кг/м^3, плотность породы ρ_n = 2300 кг/м^3, пористость перед обработкой m_0 = 14 %. Определить увеличение пористости после обработки СКР.

Решение

1. Согласно данным задачи 10.6 принимаем расчётное значение растворимости в СКР DG_S = 3,25 %.

2. По формуле (10.40) рассчитываем

$$DV_S = \frac{2300 \cdot 3{,}25}{2700} = 2{,}77\ \%.$$

3. Пористость породы после обработки определяем по уравнению (10.41):

$$m_S = 14 + 2{,}77 = 16{,}77\ \%.$$

4. Кратность увеличения пористости после обработки СКР находим по формуле (10.42):

$$k_{ms} = \frac{16{,}77}{14} = 1{,}2.$$

Задача 10.8.

Определить проницаемость песчано-алевролитовых пород до кислотной обработки и после неё.

Методика.

Обычно в материалах исследования скважин геофизическими методами рядом с геофизическими параметрами указывают также значение пористости пластов. Проницаемость пород определяют с использованием корреляционных зависимостей, в которые входят различные параметры (амплитуда потенциалов собственной поляризации, пористость и т.п.), либо другими методами. Для определения изменения пористости и проницаемости после СКО и ГКО использованы лабораторные данные, выполненные Ф.М. Бурмичем. Типизация предкарпатских пород-коллекторов с учётом гранулометрического состава, количества цемента и глинистости приведена в таблице 10.10.

Таблица 10.10 – Типизация предкарпатских пород-коллекторов

Код KL	Название типа коллектора	Содержание цемента, %	Глинистость, %	Коэффициент участия пор в фильтрации
1	Песчаники среднемелкозернистые	< 5	2	0,42
2	Песчаники мелкозернистые	< 5	3	0,37
3	Песчаники мелкозернистые, глинизированные	5–10	5	0,32
4	Песчаники мелкозернистые, алевролиты сильноглинизированные	10–20	8	0,26
5	Алевролиты слабоглинизированные	< 10	5	0,23

Обработка данных об участии пор в фильтрации во время нагнетания

в образцы пород кислотных растворов свидетельствует, что в высокопроницаемых образцах она почти в 2 раза выше, чем в низкопроницаемых.

Для определения начальной проницаемости используют зависимости, полученные В.М. Дистряновым (табл. 10.11).

Результаты анализа влияния КО на пористость и проницаемость коллекторов после обработки свидетельствуют, что с достаточной для практики точностью можно прогнозировать изменение проницаемости после КО, используя экспериментальные данные. Изменение проницаемости после

Таблица 10.11 – Расчёт проницаемости коллектора

Тип коллектора (KL)	Уравнение регрессии, мкм^2	
1	$k_0 = 163{,}2 \cdot 10^{-9} \cdot m_0^{4{,}74}$	(10.43, а)
2	$k_0 = 127{,}8 \cdot 10^{-11} \cdot m_0^{6{,}34}$	(10.43, б)
3	$k_0 = 158{,}7 \cdot 10^{-11} \cdot m_0^{5{,}92}$	(10.43, в)
4	$k_0 = 76{,}6 \cdot 10^{-11} \cdot m_0^{5{,}85}$	(10.43, г)
5	$k_0 = 74{,}3 \cdot 10^{-13} \cdot m_0^{7{,}62}$	(10.43, д)

СКО (обработка СКР) и ГКО (последовательная обработка СКР и ГКР) определяют в лабораторных условиях. Из обработки экспериментальных данных найдены корреляционные зависимости увеличения проницаемости пород после обработки СКР песчаников и алевролитов Предкарпатья в количестве, достаточном для удаления карбонатов:

$$k_s^* = 0{,}9 \cdot \exp\left(0{,}2 \cdot C_к\right); \tag{10.44}$$

$$k_s = k_s^* \cdot k_0. \tag{10.45}$$

После дальнейшей обработки ГКР этих же образцов породы найдены зависимости:

- для пород с начальной проницаемостью $k_0 < 0{,}001$ мкм^2:

$$k_g^* = k_s^* \cdot \left(k_{ms} \cdot k_{mg}\right)^3; \tag{10.46}$$

- для пород с начальной проницаемостью $k_0 > 0{,}001$ мкм^2:

$$k_g^* = k_s^* \cdot \left(k_{ms} \cdot k_{mg}\right)^2, \tag{10.47}$$

где

$$k_g = k_g^* \cdot k_0. \tag{10.48}$$

Таким образом, можно с достаточной для практики точностью определить ожидаемое возрастание проницаемости после СКО и ГКО. На ри-

сунке 10.4 графически изображено изменение проницаемости после КО.

Пример 10.8.1.

Задано k_0 = 0,044 мкм^2; $C_к$ = 3,1 %. Определить ожидаемую проницаемость после обработки СКР.

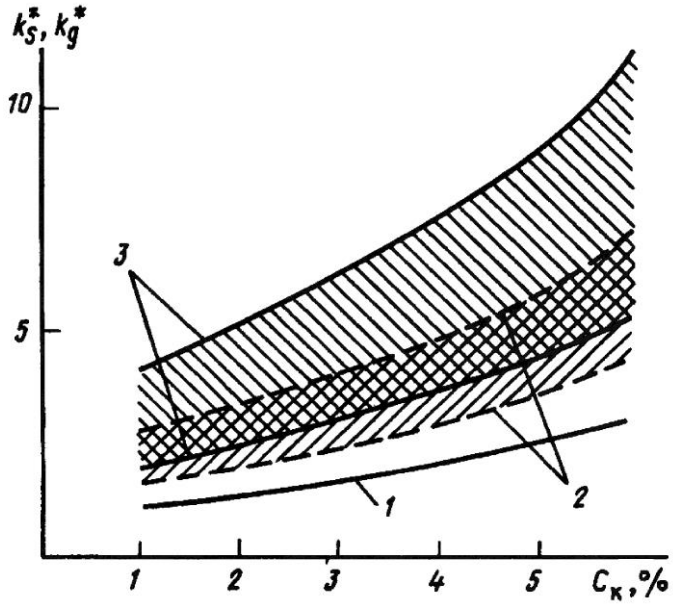


Рисунок 10.4 – Изменение проницаемости пород Предкарпатья после СКО и ГКО: 1 – обработка излишком СКР по уравнению (10.44); 2 – последовательная обработка СКР и ГКР согласно уравнению (10.47) для породы с k_0 > 0,001 мкм^2; 3 – то же для k_0 < 0,001 мкм^2; верхние границы кривых 2 и 3 для k_{ms} = k_{mg} = 1,25, нижние – для k_{ms} = k_{mg} = 1,1

Решение

1. Расчёт проводим по формуле (10.44):

$$k_s^* = 0{,}9 \cdot \exp\left(0{,}2 \cdot 3{,}1\right) = 1{,}67 .$$

2. Проницаемость после СКР определяем по формуле (10.45):

$$k_s = 1{,}67 \cdot 0{,}044 = 0{,}073 \text{ мкм}^2.$$

Пример 10.8.2.

Планируется провести ГКО песчаного коллектора типа KL = 4 раствором СКР, затем ГКР. Известны k_{ms} = 1,2; k_{mg} = 1,25; m_0 = 11 %; $C_к$ = 4 %. Определить проницаемость до обработки и после неё.

Решение

1. По формуле (10.43) определяем начальную проницаемость:

$$k_0 = 76{,}6 \cdot 10^{-11} \cdot m_0^{5{,}85} = 76{,}6 \cdot 10^{-11} \cdot 11^{5{,}85} = 0{,}00094 \text{ мкм}^2.$$

2. Ожидаемое изменение проницаемости после обработки СКР рассчитываем по уравнению (10.44):

$$k_s^* = 0{,}9 \cdot \exp(0{,}2 \cdot 4) = 0{,}9 \cdot 2{,}22 = 2,$$

а по истечении последовательной обработки ГКР – по формуле (10.46):

$$k_g^* = 2 \cdot (1{,}2 \cdot 1{,}25)^3 = 2 \cdot 3{,}37 = 6{,}75.$$

3. Проницаемость после ГКО определим по формуле (10.48):

$$k_g = 6{,}75 \cdot 0{,}00094 = 0{,}0063 \text{ мкм}^2.$$

Пример 10.8.3.

Задано: k_0 = 0,044 мкм^2; $C_к$ = 3,1 %; k_{ms} = 1,2; k_{mg} = 1,1. Определить проницаемость после обработки ГКР при k_s^* = 1,7.

Решение

1. Изменение проницаемости рассчитываем по (10.47):

$$k_g^* = 1{,}7 \cdot (1{,}2 \cdot 1{,}1)^2 = 1{,}7 \cdot 1{,}74 = 2{,}96.$$

2. Проницаемость после ГКО определяем по уравнению (10.48):

$$k_g = 2{,}96 \cdot 0{,}044 = 0{,}130 \text{ мкм}^2.$$

Задача 10.9.

Рассчитать технологическую и экономическую эффективность проведения солянокислотной обработки.

Методика.

Степень увеличения дебита после СКО рассчитываем, применив решение задачи о притоке жидкости в скважину с однородным и неоднородным пластом. Расчётная схема изображена на рисунке 10.5. Для расчёта необходимо знать проницаемость пласта до и после обработки, радиус зоны растворения и зоны загрязнения продуктами реакции. Расчёт для условий фильтрации через две зоны, ограниченные $r_{з.р}$ и $r_{пр.р}$ (рис. 10.5, *б*), по сравнению с фильтрацией через однородный пласт проводят по следующей формуле:

$$A_S = \frac{Q_S}{Q_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_к}{r_c}\right)}{\left(\frac{k_0}{k_S}\right)\cdot\ln\left(\frac{r_{з.р}}{r_c}\right)+\left(\frac{k_0}{k_{пр.р}}\right)\cdot\ln\left(\frac{r_{пр.р}}{r_{з.р}}\right)+\ln\left(\frac{r_к}{r_{пр.р}}\right)}, \qquad (10.49)$$

где Q_S, Q_o – дебит после обработки СКР и однородного пласта, м^3/сут.; k_0, k_S, $k_{пр.р}$ – проницаемость пласта соответственно до обработки, в зоне растворения и в зоне выпадения продуктов реакции, мкм^2; r_c, $r_{з.р}$, $r_{пр.р}$, $r_к$ – соответственно радиусы скважины, зоны растворения, зоны выпадения продуктов реакции и контура питания, м.

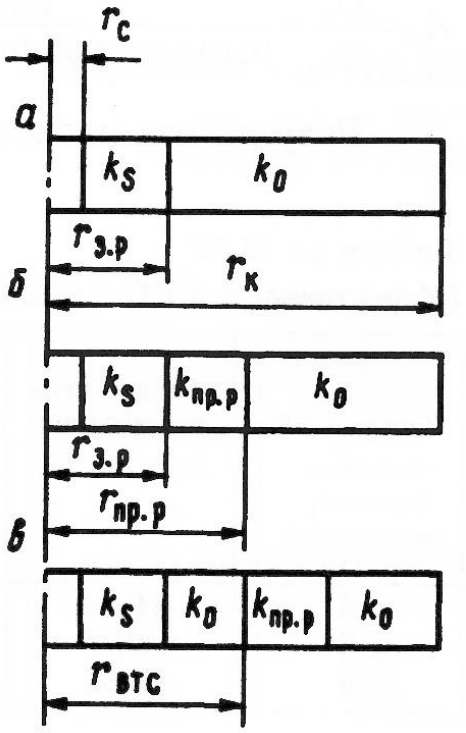


Рисунок 10.5 – Схема притока пластовых флюидов в скважину с концентрическими зонами разной проницаемости:

а – пласт с зоной растворения после СКО проницаемостью k_S;

б – пласт с зонами растворения k_S и выпадения продуктов реакции $k_{пр.р}$;

в – пласт с зонами растворения k_S, первичной проницаемости k_0, выпадения продуктов реакции $k_{пр.р}$ и необработанной зоной с первичной проницаемостью k_0

Лабораторные исследования подтверждают, что после выпадения продуктов реакции СКР в поровой среде его проницаемость снижается до $k_{пр.р} = (0{,}5 \div 0{,}7) \cdot k_0$. И наоборот, если их немедленно извлечь из призабойной зоны, то проницаемость пласта не изменится, $k_{пр.р} = k_0$ (см.

рис. 10.5, *а*), и тогда формула (10.49) будет иметь следующий вид:

$$A_S = \frac{Q_S}{Q_O} = \frac{\ln\left(\frac{r_к}{r_c}\right)}{\left(\frac{k_0}{k_s}\right)\cdot\ln\left(\frac{r_{з.р}}{r_c}\right)+\ln\left(\frac{r_к}{r_{з.р}}\right)}. \qquad (10.50)$$

Приняв, что фактический дебит перед обработкой $Q_{факт}$ эквивалентен дебиту однородного пласта Q_O, т.е. $Q_{факт} = Q_O$, дебит скважины после обработки запишем так:

$$Q_S = A_S \cdot Q_{факт}. \qquad (10.51)$$

Дополнительная добыча нефти:

$$DQ_н = \left(Q_S - Q_{факт}\right)\cdot T_н \cdot \rho_н \cdot \frac{(100 - W_0)}{100}, \qquad (10.52)$$

где $DQ_н$ – дополнительная добыча нефти после СКО, тонн; $T_н$ – длительность работы скважины с повышенным дебитом, сут.; $\rho_н$ – плотность нефти; W_0 – обводнённость нефти, %.

Если необходимо более точно определить $DQ_н$, учитывая увеличение дебита только тех пластов, которые подвергаются СКО, то дебит после обработки рассчитываем по формуле:

$$Q_S = A_S \cdot \varepsilon_{отн} \cdot Q_{факт} + \left(1 - \varepsilon_{отн}\right)\cdot Q_{факт}, \qquad (10.53)$$

где $\varepsilon_{отн}$ – относительная гидропроводность обрабатываемых прослоек к полной гидропроводности всех пластов в разрезе скважины [задача 10.2, формула (10.13)].

В этом случае дополнительная добыча:

$$DQ_н = A_S \cdot \varepsilon_{отн} \cdot Q_{факт} \cdot T_н \cdot \rho_н \cdot \frac{(100 - W_0)}{100}. \qquad (10.54)$$

Для оценки экономической эффективности СКО рассчитываем разницу средств от реализации нефти и затраты на проведение СКО по следующей формуле, в которую подставляем результаты расчётов по уравнениям (10.51) и (10.52) либо по (10.53) и (10.54):

$$Э_н = \left(Ц_н - C_н\right)\cdot DQ_н - Z_{ско}, \qquad (10.55)$$

где $Э_н$ – экономическая эффективность обработки, руб.; $Ц_н$ – цена 1 тонны нефти, руб.; $C_н$ – себестоимость 1 тонны нефти, руб.; $Z_{ско}$ – стоимость СКО, руб.

Пример 10.9.1.

Пласт песчаника обрабатывают 15 %-ным раствором HCl. Начальные параметры породы и условия такие же, как в примерах 10.4.1, 10.5.1 и 10.8.1. Дополнительные данные: r_c = 0,1 м; $r_к$ = 200 м; $T_н$ = 100 сут.; $\rho_н$ = 0,84 тонн/м^3; $Q_{факт}$ = 86,6 м^3/сут.; W_0 = 81,9 %; $Ц_н$ = 150 руб./т; $C_н$ = 80 руб./т. Рассмотрим варианты обработки объёмами СКР: V_{kS} составляет 3; 6 и 9 м^3; $Z_{ско}$ составляет 2000; 3000 и 4000 руб. Влияние продуктов реакции не учитываем, так как они немедленно извлекаются из пласта. Рассчитать технологическую и экономическую эффективность.

Решение

1. Рассчитываем A_S по формуле (10.50), например, для V_{kS} = 3 м^3. По данным таблицы 10.9 имеем $r_{з.р}$ = 0,54 м, тогда

$$A_S = \frac{Q_S}{Q_O} = \frac{\ln\left(\frac{200}{0{,}1}\right)}{\left(\frac{0{,}044}{0{,}074}\right)\cdot\ln\left(\frac{0{,}54}{0{,}1}\right)+\ln\left(\frac{200}{0{,}54}\right)} = 1{,}102.$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 10.12.

Таблица 10.12 – Эффективность СКО с удалением продуктов реакции

Объём СКР, м^3	Радиус зоны растворения, м	Ожидаемая кратность возрастания дебита	Ожидаемый дебит после СКО, м^3/сут.	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, тонн	Затраты на СКО, руб.	Оценка экономической целесообразности проведения СКО, руб.
3	0,54	1,102	95,3	132	2000	7200
6	0,76	1,121	97,0	158	3000	8100
9	0,92	1,134	98,2	176	4000	8300

2. Определяем ожидаемые дебиты скважины после обработки её СКР для V_{kS} = 3 м^3 по уравнению (10.51):

$$Q_S = A_S \cdot Q_{факт} = 1{,}102 \cdot 86{,}6 = 95{,}3 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

3. Дополнительную добычу нефти рассчитываем по формуле (10.52) для V_{kS} = 3 м^3 СКР:

$$DQ_н = (95{,}3 - 86{,}6)\cdot 100 \cdot 0{,}84 \cdot \frac{(100 - 81{,}9)}{100} = 132 \text{ тонны}.$$

4. Экономическую эффективность обработки СКР определяем по формуле (10.55) для V_{kS} = 3 м^3:

$$Э_н = (150 - 80) \cdot 132 - 2000 = 7200 \text{ руб}.$$

Таким образом, с увеличением объёма СКР эффективность возрастает неравномерно. Поэтому выбор объёма СКР зависит от потребности в нефти или потребности получить наибольший экономический эффект (9 или 6 м^3).

Пример 10.9.2.

Условия расчёта такие же, как в примере 10.9.1, но продукты реакции остались в пласте. Значение $r_{пр.р} = 1{,}4$; $k_{пр.р}$ = 0,031 мкм^2, радиус фронта продуктов реакции для объёмов СКР V_{kS} = 3; 6 и 9 м^3 соответственно равен 1,4; 2,1 и 2,6 м. Стоимость СКР соответственно составляет 2500; 3500 и 4500 руб.

Решение

1. Расчёт A_S производим по формуле (10.49) для V_{kS} = 3 м^3. По данным таблицы 10.9 имеем $r_{з.р}$ = 0,54 м, тогда

$$A_S = \frac{Q_S}{Q_O} = \frac{\ln\left(\frac{200}{0{,}1}\right)}{\left(\frac{0{,}044}{0{,}074}\right)\cdot\ln\left(\frac{0{,}54}{0{,}1}\right)+\left(\frac{0{,}044}{0{,}031}\right)\cdot\ln\left(\frac{1{,}4}{0{,}54}\right)+\ln\left(\frac{200}{1{,}4}\right)} = 1{,}039.$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 10.13.

Таблица 10.13 – Эффективность СКО с оставленными в пласте продуктами реакции

Объём СКР, м^3	Радиус зоны растворения, м	Ожидаемая кратность возрастания дебита	Ожидаемый дебит после СКО, м^3/сут.	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, тонн	Затраты на СКО, руб.	Оценка экономической целесообразности проведения СКО, руб.
3	0,54	1,039	90,0	52	2500	1140
6	0,76	1,058	91,6	76	3500	1820
9	0,92	1,067	92,4	88	4500	1660

2. Рассчитаем ожидаемые дебиты скважины после обработки её СКР для V_{kS} = 3 м^3 по формуле (10.51):

$$Q_S = 1{,}039 \cdot 86{,}6 = 90{,}0 \text{ м}^3\text{/сут.}$$

3. Дополнительную добычу нефти рассчитаем по уравнению (10.52) для V_{kS} = 3 м^3 СКР:

$$DQ_н = (90 - 86{,}6)\cdot 100 \cdot 0{,}84 \cdot \frac{100 - 81{,}9}{100} = 52 \text{ тонн.}$$

4. Экономическую эффективность обработки СКР определяем по (10.55) для объёма V_{kS} = 3 м^3:

$$Э_н = (150 - 80) \cdot 52 - 2500 = 1140 \text{ руб.}$$

Таким образом, с увеличением объёма СКР более 6 м^3 эффективность не возрастает.

Пример 10.9.3.

Сравнить эффективность обработки со своевременным удалением прореагировавшей кислоты до выпадения продуктов реакции в пласт и эффективность СКО с выпадением.

Решение

Для сравнения используем расчёты, выполненные в примерах 10.9.1 и 10.9.2, обозначив обработки $СКО_1$ и $СКО_2$. Сравнительные данные приведены в таблице 10.14.

Таким образом, продукты реакции, оставленные в пласте, в 2 раза уменьшают дополнительную добычу нефти и в 5 раз снижают экономическую эффективность работ. Поэтому оставлять продукты реакции в пласте крайне нежелательно.

Таблица 10.14 – Сравнительная эффективность СКО

Объём СКР, м^3	Ожидаемая дополнительная добыча, тонн		Отношение дополнительной добычи нефти $СКО_2$ / $СКО_1$	Ожидаемый экономический эффект, руб.		Отношение эффектов $СКО_2$ / $СКО_1$
	$СКО_1$	$СКО_2$		$СКО_1$	$СКО_2$	
3	132	52	0,39	7200	1140	0,16
6	158	76	0,48	8100	1820	0,23
9	176	88	0,50	8300	1660	0,20

Задача 10.10.

Определить объёмы продавливающей и вытесняющей жидкости для кислотной обработки. Продавливающая жидкость содействует замене СКР в объёмах НКТ и эксплуатационной колонны в интервале перфорации. Вытесняющая жидкость обусловливает перемещение СКР в пласте за пределы зоны растворения для полного использования химической активности кислоты.

Методика.

Обоснуем необходимость применения вытесняющей жидкости. Реакция СКР в пласте происходит почти мгновенно (задачи 10.4 и 10.5), профиль нейтрализации кислоты является прямоугольным. Радиус зоны растворения породы кислотой можно определить по рисунку 10.3. Как видим, на расстоянии меньшем, чем радиус зоны растворения $r < r_{з.р}$, после продавливания всего СКР из скважины в пласт образуется зона, заполненная кислотой с начальной концентрацией, так как все растворимые в СКР компоненты уже удалены. Это означает, что объём СКР, который содержится в этой зоне, не используется и выносится на поверхность либо в систему накопления нефти. Также вполне возможно образование в пласте и

стволе нефтекислотных эмульсий во время дренирования пласта с целью очищения от продуктов реакции. Поэтому необходимо вытеснить всю химически активную кислоту за пределы растворения, где она нейтрализуется. Для этого необходимо после СКР закачать в пласт дополнительный объём вытесняющей жидкости, несколько больший объёма зоны растворения, который определяют по графику $V_k = f(r)$ для $r = r_{з.р}$. Таким образом,

$$V_{втс} = 1{,}2 \cdot V_{з.р}, \text{ (м)}. \qquad (10.56)$$

Если учитывать с запасом, то можно принять:

$$V_{втс} = 0{,}3 \cdot V_{ks}. \qquad (10.57)$$

Когда НКТ для СКО спускают к нижнему отверстию перфорации напротив обрабатываемых кислотой пластов, то объём (м^3) продавливающей жидкости:

$$V_{прд} = 0{,}785 \cdot \left[d_в^2 \cdot H_{н.отв} + \left(D_к^2 - d_{вн}^2 \right) \cdot \left(H_{н.отв} - H_{в.отв} \right) \right], \qquad (10.58)$$

где $d_в$, $d_{вн}$ – внутренний и внешний диаметры НКТ, м; $D_к$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $H_{н.отв}$ и $H_{в.отв}$ – глубина нижнего и верхнего отверстий перфорации в скважине или обрабатываемого интервала во время поинтервальной обработки.

Пример 10.10.1.

Рассчитать объём продавливающей и вытесняющей жидкости для следующих условий: интервал обработки пласта $H_{н.отв}$ = 2823 м, $H_{в.отв}$ = = 2733 м; $D_к$ = 0,124 м, $d_{вн}$ = 0,073 м; $d_в$ = 0,062 м. Для V_{ks} = 6 м^3 объём $V_{з.р}$ = 0,9 м^3.

Решение

1. Рассчитаем объём вытесняющей жидкости по формуле (10.56):

$$V_{втс} = 1{,}2 \cdot V_{з.р} = 1{,}2 \cdot 0{,}9 = 1{,}1 \text{ м}^3.$$

Если значение $V_{з.р}$ неизвестно, по уравнению (10.57) можно найти:

$$V_{втс} = 0{,}3 \cdot 6 = 1{,}8 \text{ м}^3.$$

2. Рассчитаем объём продавливающей жидкости по формуле (10.58):

$$V_{прд} = 0{,}785 \cdot [(0{,}062^2 \cdot 2823) + (0{,}124^2 - 0{,}073^2) \cdot (2823 - 2733)] = 9{,}42 \text{ м}^3.$$

Задача 10.11.

Выбрать состав кислотного раствора для обработки песчаного коллектора, а также состав продавливающей и вытесняющей жидкостей.

Методика.

Известны:

- карбонатность породы по содержанию $CaCO_3$;
- количество проведённых КО в скважине $N_{ко}$;
- температура пласта $T_{пл}$;
- ожидаемое содержание железа после нагнетания СКР в пласт Fe^{3+};
- тип пластовой воды (хлоркальциевая или другая) $W_{вд}$;
- содержание (%) асфальтенов в нефти $N_{ас}$, смол $N_{см}$ и нафтеновых кислот $N_{нф}$;
- проницаемость пласта k_0, мкм^2.

Кислотные растворы содержат: активную составляющую (соляную, плавиковую кислоту и др.) и добавки (ингибиторы коррозии; стабилизаторы, удерживающие в растворе соединения железа; ПАВ, содействующие вынесению продуктов реакции).

Выбор активных составляющих кислотного раствора. Для солянокислотной обработки низкопроницаемых коллекторов (k_0 < 0,1 мкм^2) обычно применяют солянокислотные растворы с 10–15 %-ным содержанием HCl, а для глинокислотной – смесь кислот – глинокислотный раствор

$$x \cdot \text{HCl} + y \cdot \text{HF},$$

где $x = 10 \div 15$ % и $y = 1 \div 3$ % (табл. 10.15).

Таблица 10.15 – Выбор типа и состава кислотного раствора

Карбонатность породы	Число проведённых КО при содержании HF в ГКР *y*, %					
	0	1	2	3	4	≥ 5
$C_к \leq 3$	1	2	2	3	3	3
$3 \leq C_к \leq 5$	0	0	1	2	3	3
$C_к > 5$	0	0	0	1	2	3

Ограничение концентрации одновременно облегчает вынесение продуктов реакции и не допускает разрушения кремнистого скелета песчаника.

Если $y = 0$, то применяют только СКО раствором 10–15 %-ной HCl, а если $y > 0$, то ГКО, во время которой обычно нагнетают в пласт СКР, а затем ГКР при концентрации $y = 3$ %. Например, концентрацию $y = 4 \div 5$ % применяют редко, только в случае возрастания проницаемости песчаника и сохранения его прочности по данным лабораторных экспериментов.

Отношение СКР и ГКР определяют с учётом состава породы, загрязнения пласта во время глушения скважин и объёма кислотных растворов при предыдущих обработках. Соотношение изменяется от 1:3 до 3:1, чаще всего 1:1. Названия кислотных растворов приведены в таблице 10.16.

Таблица 10.16 – Применение кислотных растворов

Кислотный раствор	Условия выбора
Ингибированный КР	$N_{ac} < 2$ и $N_{см} < 6$; $k_0 \geq 0{,}1$
Ингибированный и стабилизированный КР	$N_{ac} < 2$ и $N_{см} < 6$; $k_0 < 0{,}1$
Ингибированный и стабилизированный КР улучшенной фильтруемости (с ПАВ)	$N_{ac} \geq 2$ или $N_{см} > 6$; $k_0 < 0{,}1$
Ингибированный КР улучшенной фильтруемости (с ПАВ)	$N_{ac} > 2$ или $N_{см} \geq 6$; $k_0 \geq 0{,}1$

Ингибиторы, стабилизаторы и ПАВ, применяемые для КР, имеют температурные ограничения и др.

Выбор ингибиторов для кислотного раствора. Ингибиторы уменьшают коррозийную активность КР. С возрастанием температуры они резко снижают защитную функцию. В таблице 10.17 приведены рекомендации по использованию некоторых ингибиторов.

Таблица 10.17 – Ингибиторы для кислотного раствора

Ингибитор	Рекомендуемая концентрация при $T_{пл}$, %			
	< 60 °С	60–90 °С	90–110 °С	110–130 °С
Катапин КИ-1	0,2	0,3	0,4	0,5
Катапин + уротропин (1:1)	0,2 + 0,2	0,3 + 0,3	0,4 + 0,4	0,5 + 0,5
Б2	0,2	0,3	0,4	–
И-2-А	0,2	–	–	–
И-2-А + уротропин (1:2)	0,2 + 0,4	0,3 + 0,6	0,4 + 0,7	0,4 + 0,9

Выбор стабилизаторов для кислотного раствора. Стабилизатор добавляют к КР, чтобы избежать выпадения осадка гидроокиси железа вследствие образования его комплексных соединений. В таблице 10.18 приведены рекомендации по использованию наиболее применяемых стабилизаторов.

Таблица 10.18 – Стабилизаторы для кислотного раствора

Стабилизатор	Пластовая температура, °С	Содержание железа Fe^{3+}, %	Концентрация стабилизатора, %
Уксусная кислота	< 60	< 0,1	1,0
		< 0,2	1,5
		< 0,5	3,0
Лимонная кислота	< 90	< 0,3	0,5
		< 0,5	1,0
Сульфат натрия	< 110	< 0,3	0,08
Уксусная + лимонная кислота	< 120	< 0,2	2,0 + 0,4
КРАСТ	< 140	< 0,3	0,07

Выбор поверхностно-активных веществ для кислотного раствора. Поверхностно-активные вещества улучшают фильтрацию КР, предотвращают блокировку пор продуктами реакции, облегчают их извлечение из призабойной зоны. Рекомендации по подбору ПАВ (в порядке уменьшения их активности) для буферных и продавливающих жидкостей, а также кислотных растворов приведены в таблице 10.19.

Таблица 10.19 – Условия выбора ПАВ (по данным института «ВНИИКРнефть»)

Рекомендуемые ПАВ	Характеристики		Пластовая температура, °С
	пластовой воды $W_{вд}$	нефти	
Не применяются	1	$N_{ас} \leq 1$ % $N_{нф} > 0{,}3$ %	> 80
ОП-10, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК	> 2	$N_{ас} > 1$ %	> 80
Сапаль, ОП-10, дисольван, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК, проксанолы, проксамины, КАУФЭ-14 и для пресной воды – сульфанолы	> 2	$N_{ас} > 1$ %	< 80
ОП-10, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК	2	любые	> 80
Сапаль, ОП-10, дисольван, превоцел, W-ON, неонол, ОП-7, ОЖК, проксамины, КАУФЭ-14	2		≤ 80
Примечание. *$W_{вд}$ = 1 – гидрокарбонатно-натриевые воды; $W_{вд}$ = 2 – хлоркальциевые воды; $W_{вд}$ > 2 – другие воды.			

Таблицы 10.15–10.19 даны для облегчения выбора КР в связи с условиями обработки и характеристиками реагентов. Выбирать КР всегда следует с учётом условий обработки и ограничений применения реагентов, которые описаны в их документации.

Продавливающая и вытесняющая жидкости – это, как правило, водные растворы ПАВ. Основой раствора может быть пластовая или пресная техническая вода, а также отходы промышленности, которые не ухудшают проницаемости пласта. Обычно добавляют 0,3–0,5 % ПАВ в зависимости от концентрации активного вещества. Для КО нефтяных скважин преимущественно используют катионоактивные и неионогенные ПАВ (см. табл. 10.19).

Пример 10.11.1.

Выбрать состав кислотного раствора вытесняющей и продавливающей жидкости для обработки эоценового песчаника при таких условиях: $C_к$ = 4 %, $N_{ко}$ = 2; $T_{пл}$ = 85 °С; Fe^{3+} = 0,25 %; $W_{вд}$ = 2; $N_{ас}$ = 0,8 %; $N_{см}$ = 10 %; $N_{нф}$ = 0,2 %; k_0 = 0,05 мкм^2.

Решение

1. Выбираем тип и состав активной части кислотного раствора, пользуясь рекомендациями таблицы 10.15. В скважине необходимо провести ГКО, применяя последовательную обработку СКР (10 % HCl) и ГКР (10 % HCl + 1 % HF). Принимаем соотношение между объёмами СКР и ГКР 1:2, поскольку в скважине уже дважды проводили СКО.

2. Другие КР выбираем по таблице 10.16. Для конкретных условий, согласно таблице, применяем ингибированный и стабилизированный раствор улучшенной фильтруемости.

3. По рекомендациям таблицы 10.17 как ингибитор выбираем 0,3 % катапина КИ-1, а по таблице 10.18 как стабилизатор – 0,5 % лимонной кислоты. ПАВ выбираем согласно таблице 10.19 – превоцел 0,3 %.

4. Состав продавливающей и вытесняющей жидкостей выбирают по таблице 10.19. В данном случае – это техническая вода с добавкой 0,5 %

превоцела в вытесняющей жидкости и 0,3 % в продавливающей.

Таким образом, для обработки скважины применяем ГКО, нагнетая в пласт СКР и ГКР в соотношении 1:2. Рецептура СКР – 10 % HCl + 0,3 % КИ-1 + 0,5 % лимонной кислоты + 0,3 % превоцела. Рецептура ГКР (объём которого вдвое больше, чем СКР) такая же, как СКР и, кроме того, добавлено 1 % HF.

Задача 10.12.

Рассчитать длительность реакции глинокислотного раствора (ГКР) в порах песчаного карбонизированного коллектора.

Методика.

ГКО проектируют как последовательную обработку пласта солянокислотным раствором, а затем – глинокислотным.

Реакция ГКР с породой, как и реакция СКР, является гетерогенной реакцией первого порядка, лимитируется диффузорной стадией и описывается уравнением:

$$C = C_0 \cdot \exp\left(\frac{-4 \cdot \beta \cdot \tau}{d_{cp}}\right), \tag{10.59}$$

где

$$d_{cp} = 0{,}57 \cdot \left(\frac{k_s}{m_s}\right)^{0{,}5} \cdot 10^{-4}; \tag{10.60}$$

C_0 и C – соответственно начальная и текущая концентрация кислоты (молярная или в массовых процентах); β – коэффициент массопередачи, м/с; τ – время фильтрации сквозь породу, с; d_{cp} – средний диаметр пор в пористой среде, м; k_s – проницаемость пласта перед обработкой ГКР, мкм^2; m_s – пористость перед обработкой ГКР (после СКР), %.

С достаточной для практики точностью считаем, что степень нейтрализации ГКР приближается к уровню C = 0,1 · C_0. Прологарифмировав уравнение (10.59) и учитывая, что ln (C_0/C) = 2,3, находим длительность нейтрализации для заданных условий:

$$\tau = \frac{0{,}575 \cdot d_{cp}}{\beta_g}. \tag{10.61}$$

Чтобы определить коэффициент массопередачи, используем эмпирическую зависимость для ГКР:

$$\beta_g = 9{,}8 \cdot 10^{-4} \cdot \mathrm{Re}^{1{,}05} \cdot \frac{D_{mg}}{d_{cp}}, \tag{10.62}$$

где D_{mg} – коэффициент молекулярной диффузии, постоянный для определённого состава глинокислоты и температуры, м^2/с; Re – число Рей-

нольдса, которое определяется:

$$\mathrm{Re} = \frac{u_{cp} \cdot d_{cp}}{\nu}; \qquad (10.63)$$

u_{cp} – средняя линейная скорость движения ГКР, м/с; ν – кинематическая вязкость кислоты, м^2/с.

Для расчёта β_g сначала необходимо определить:

$$D_{mf} = \left(\frac{D_{of} \cdot 0{,}0178 \cdot 10^{-4}}{273} \right) \cdot \left(\frac{273 + T_{пл}}{\nu} \right), \qquad (10.64)$$

где D_{of} – коэффициент диффузии для HF при 0 °С, м^2/с.

Значение D_{of} находим по таблице 10.20 для заданной концентрации HF, а значение вязкости воды ν – по таблице 10.5.

Таблица 10.20 – Коэффициент диффузии для HF при 0 °С

Концентрация HF		Коэффициент диффузии $D_{of} \cdot 10^{-8}$, м^2/с
массовая C_0, %	молярная $C_{mf} \cdot 10^6$, мг · экв/м^3	
1	0,50	0,120
2	1,00	0,125
3	1,50	0,130
4	2,00	0,136
5	2,50	0,141
6	3,00	0,147

Вычислив D_{mf} по формуле (10.64) и D_{ms} по уравнению (10.26), находим коэффициент диффузии для смеси кислот:

$$D_{mg} = \frac{D_{ms} + D_{mf}}{2}. \qquad (10.65)$$

Длительность реакции рассчитываем по формуле (10.61).

Линейная скорость фильтрации ГКР в поровом пространстве наиболее высокая на стенках скважины (обычно r_c = 0,1 м) и уменьшается с увеличением радиуса проникновения кислоты r. Сложнее определить суммарную площадь отверстий на цилиндрических фильтрационных поверхностях радиусом r. Для этого учитывают неравномерность проникновения ГКР в разрез и вокруг скважины (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), а также микронеоднородность порового пространства по распределению поровых каналов и участие их в фильтрации. Таким образом, площадь фильтрации на расстоянии r от скважины можно записать следующим образом:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot \frac{m_s}{100} \cdot h_{эф} \cdot k_{в.охв} \cdot k_{г.охв} \cdot k_{у.ф} \cdot k_{в}. \qquad (10.66)$$

Среднюю линейную скорость движения СКР определяем по формуле:

$$u_{ср} = \frac{\left(\frac{q}{86400}\right)}{F}, \qquad (10.67)$$

где q – объёмный расход ГКР, м^3/сут.; F – площадь фильтрационных отверстий, м^2; $u_{ср}$ – средняя линейная скорость фильтрации, м/с; r – радиус распространения ГКР от оси скважины, м ($r > r_c$); m_S – пористость после СКР, %; $h_{эф}$ – эффективная перфорированная толщина пласта, м; $k_{в.охв}$ – коэффициент степени охвата пласта по вертикали (по данным промысловых исследований); $k_{г.охв}$ – коэффициент степени охвата пласта ГКР по горизонтали; $k_{у.ф}$ – коэффициент, учитывающий участие пор в фильтрации ГКР (по данным лабораторных исследований); $k_в$ – коэффициент вытеснения пластовой жидкости водным кислотным раствором (по данным лабораторных исследований).

Неравномерность охвата породы обработкой ГКР в горизонтальной плоскости учитывает зависимость (10.29).

Пример 10.12.1.

Проектируется глинокислотная обработка вначале СКР (15 % HCl), а затем ГКР (15 % HCl + 3 % HF). Рассчитать длительность реакции в поровом пространстве. Условия обработки: m_S = 16,8 %; k_S = 0,074 мкм^2, остальное – как в примере к задаче 10.4.

Решение

Определяем вначале суммарную площадь поровых отверстий на расстоянии r от оси скважины, через которые фильтруется по пласту кислотный раствор по формуле (10.66):

$$F = 2 \cdot 3{,}14 \cdot r \cdot \frac{16{,}8}{100} \cdot 78{,}3 \cdot 0{,}35 \cdot \exp\left(-0{,}1 \cdot r\right) \cdot 0{,}28 \cdot 0{,}5 = 4{,}05 \cdot r \cdot \exp\left(-0{,}1 \cdot r\right).$$

Здесь и далее решение записано как функция r. Результаты расчёта сведены в таблице 10.21.

Таблица 10.21 – Расчёт процесса глинокислотной обработки

Параметры	Расстояние r от оси скважины, м						
	0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0
Суммарная площадь поровых отверстий F, м^2	0,4	1,2	1,9	3,7	6,6	9,0	10,8
Средняя линейная скорость фильтрации СКР $u_{ср} \cdot 10^{-3}$, м/с	7,0	2,5	1,6	0,82	0,45	0,33	0,28
Число Рейнольдса Re $\cdot 10^{-4}$	801	286	183	94	51	38	32
Коэффициент массопередачи $\beta \cdot 10^{-8}$, м^2/с	24,2	8,2	5,1	2,4	1,3	0,9	0,8
Длительность реакции в пласте τ, с	10	30	47	98	180	253	298

2. Найдём среднюю скорость (м/с) фильтрации кислотного раствора на расстоянии *r* по формуле (10.67):

$$u_{cp} = \frac{\left(\frac{260}{86400}\right)}{F} = \frac{0{,}003}{F}.$$

3. Число Рейнольдса определяем по уравнению (10.63). Вначале по формуле (10.60) рассчитаем диаметр поровых каналов:

$$d_{cp} = 0{,}57 \cdot \left(\frac{0{,}074}{16{,}8}\right)^{0{,}5} \cdot 10^{-4} = 3{,}8 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

Полагаем, что кинематическая вязкость ГКР равна вязкости воды с пластовой температурой $T_{пл}$ = 85 ºС:

$$\nu = 0{,}33 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{u_{cp} \cdot 3{,}8 \cdot 10^{-6}}{0{,}33 \cdot 10^{-6}} = 11{,}5 \cdot u_{cp}.$$

4. Рассчитаем коэффициент массопередачи для реакции в поровом пространстве по формуле (10.62). Вначале определим значение коэффициента диффузии 3 % HF для температуры пласта по уравнению (10.64):

$$D_{mf} = \left(\frac{0{,}13 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}0178 \cdot 10^{-4}}{273}\right) \cdot \left(\frac{273 + 85}{0{,}33 \cdot 10^{-6}}\right) = 0{,}92 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Коэффициент диффузии для ГКР вычисляем по формуле (10.65):

$$D_{mg} = \frac{(1{,}5 + 0{,}92) \cdot 10^{-8}}{2} = 1{,}21 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Подставив значения коэффициента диффузии в (10.62), получим:

$$\beta_g = 9{,}8 \cdot 10^{-4} \cdot \text{Re}^{1{,}05} \cdot \frac{1{,}21 \cdot 10^{-8}}{3{,}8 \cdot 10^{-6}} = 3{,}12 \cdot 10^{-6} \cdot \text{Re}^{1{,}05} \text{ м/с}.$$

5. Определим длительность реакции (с) в пласте по уравнению (10.61), подставив в него рассчитанный ранее диаметр поровых каналов d_{cp}:

$$\tau = \frac{0{,}575 \cdot 3{,}8 \cdot 10^{-6}}{\beta_g} = \frac{218{,}5 \cdot 10^{-8}}{\beta_g}.$$

Результаты расчётов свидетельствуют о том, что скорость реакции ГКР в пласте меньше, чем СКР, но всё это измеряется секундами. Поскольку нагнетание в пласт ГКР длится обычно 0,5–3,0 часа, выдерживать глинокислоту на реагирование не нужно, так как она теряет почти всю химическую активность во время поступления в пласт. Например, на расстo-

янии 1 м от оси скважины она теряет 90 % кислотности за 98 с. Реакция преимущественно закончится ещё во время фильтрации в порах коллектора. Таким образом, выдерживать глинокислоту в пласте на реагирование не следует, а учитывая выпадение в порах осадка продуктов реакции, даже вредно.

Задача 10.13.

Рассчитать параметры зоны растворения в ГКР. Определить глубину проникновения глинокислотного раствора в поровое пространство, количество растворённой породы и радиус зоны растворения на основании лабораторных исследований, изменение пористости пород после их обработки ГКР (*x* % HCl + *y* % HF) нагнетается в пласт после СКР (*x* % HCl).

Методика.

Кислотный раствор проникает в поровое пространство неравномерно. Поэтому, как и в задаче 10.12, учтено влияние макронеоднородности породы (коэффициентами $k_{в.охв}$ и $k_{г.охв}$) и микронеоднородности (коэффициентом $k_{у.ф}$).

На основании этого можно рассчитать объём V_{kg}, занимаемый глинокислотным раствором на расстоянии *r* от оси скважины:

$$V_{kg} = 2 \cdot \pi \cdot h_{эф} \cdot k_{в.охв} \cdot k_{у.ф} \cdot k_{в} \cdot \frac{m_s}{100} \times \\ \times \left[\exp\left(-0{,}1 \cdot r_c\right) \cdot \left(-0{,}1 \cdot r_c + 1\right) - \exp\left(-0{,}1 \cdot r\right) \cdot \left(-0{,}1 \cdot r + 1\right)\right] \cdot 100. \quad (10.68)$$

Если выражение в квадратных скобках обозначить как $A(r)$, то формула (10.68) будет иметь вид:

$$V_{kg} = 2 \cdot \pi \cdot h_{эф} \cdot k_{в.охв} \cdot k_{у.ф} \cdot k_{в} \cdot m_s \cdot A(r). \quad (10.69)$$

Расчёт обычно производят в пределах $r_c < r < 10$ м, где $r_c = 0{,}1$ м. Шаг изменения радиуса следующий: 0,1 м в пределах до $r = 1$ м; 0,2 м в пределах до $r = 2$ м и 0,5 м в пределах до $r = 10$ м.

По приведённой выше формуле определяем, на какое расстояние от оси скважины по радиусу проникает некоторый объём КР, и строим график $V_{kg} = f(r)$ (рис. 10.6). Далее рассчитываем длительность нагнетания заданного объёма кислотного раствора в пласт:

$$t_y = 1440 \cdot \frac{V_{kg}}{q_к}, \quad (10.70)$$

где t_y – длительность закачивания ГКР, мин.; $q_к$ – расход ГКР, м^3/сут.

Порода растворяется в количестве растворённой породы G_g только в интервале проникновения ГКР с условным радиусом *r*. Это значит, что возрастает объём той части порового пространства, которая пребывает в контакте с ГКР и является зоной реакции кислоты с породой.

Количество растворённой породы легко рассчитать, если известен

коэффициент возрастания пористости k_{mg}. Для расчёта k_{mg} используем результаты лабораторных экспериментов. Проводят фильтрацию 60–100 объёмов ГКР в избытке количества, необходимого для значительного удаления цемента из образца породы (приблизительно на 80 %), и определяют увеличение пористости Δm_g. Отсюда

$$k_{mg} = \frac{m_0 + \Delta m_s + \Delta m_g}{m_0 + \Delta m_g} = \frac{m_s + \Delta m_g}{m_s}. \qquad (10.71)$$

Количество растворённой породы в зоне r проникновения V_{kg} объёма глинокислоты:

$$G_g = \rho_{ск} \cdot V_{kg} \cdot \left(k_{mg} - 1\right). \qquad (10.72)$$

Здесь $\rho_{ск}$ = 2650 кг/м^3 – плотность скелета породы, растворяющейся в СКР. Остальные данные известны. Для слабокарбонатных песчаных пород Предкарпатья k_{mg} = 1,1 ÷ 1,3.

Таким образом, используя зависимость $V_{kg} = f(r)$, можно построить зависимость $G_g = f(r)$.

Определяем размеры зоны растворения ГКР. Известно, что реакция ГКР в пласте происходит почти мгновенно (задача 10.12) – за десятки секунд, поэтому профиль нейтрализации ГКР в пласте – прямоугольный, а радиус фронта зоны растворения – условный. Для его определения необходимо найти максимальное количество породы, которая может стать растворённой в заданном объёме кислотного раствора заданной концентрации:

$$G_{mg} = V_{kg} \cdot DC_g \cdot R_{mg}, \qquad (10.73)$$

где G_{mg} – максимальная растворимость в кислотном растворе, кг; DC_g – потеря кислотной смеси ($x \cdot$ HCl + $y \cdot$ HF) %, мг · экв./м^3; R_{mg} – средняя растворимость породы на единицу потери кислотности, кг/мг · экв.

После расчёта G_{mg} для заданных V_{kg} радиус зоны растворения $r_{з.р}$ определяем графическим либо приближённым методом. Откладываем на оси G_g значение G_{mg} и, пользуясь кривой $G_g = f(r)$, находим на абсциссе r искомый радиус зоны растворения (см. рис. 10.6).

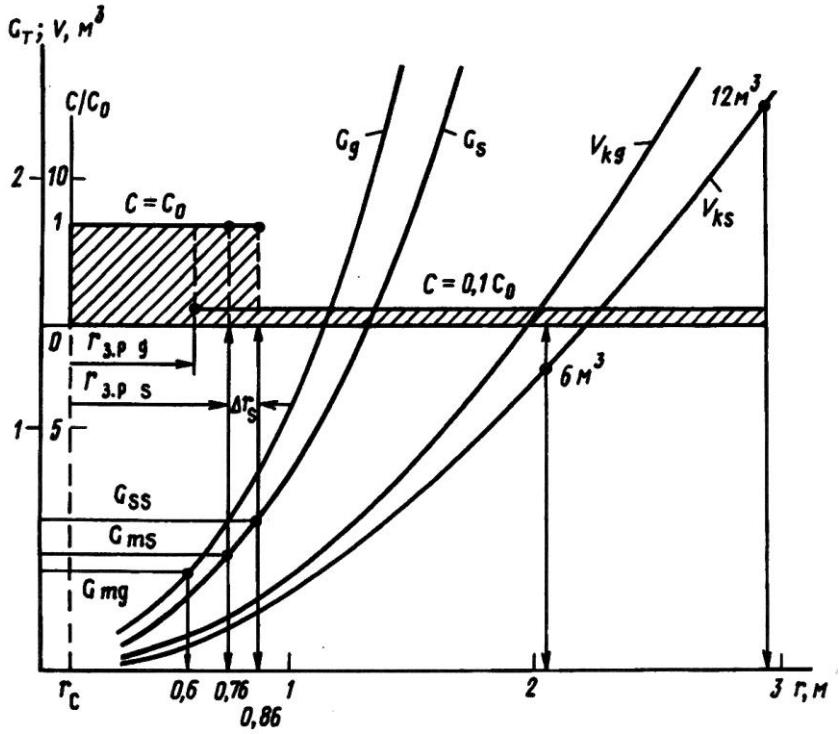


Рисунок 10.6 – Развитие зоны растворения пласта во время ГКО и профиль нейтрализации кислоты (типичная картина):

G_{ms}, G_{mg}, G_{ss} – масса растворённой породы соответственно в 6 м^3 СКР, 8 м^3 ГКР и остатке соляной кислоты после нейтрализации связанных кислот (HF с HCl), тонн;

V_{ks} и V_{kg} – объёмы СКР и ГКР, м^3; r – радиус от оси скважины, м;

$r_{з.р(s)}$ и $r_{з.р(g)}$ – условные радиусы зоны растворения в солянокислотной и глинокислотной составных ГКР, м;

C/C_0 – отношение текущей концентрации к начальной

Для условий обработки песчаных пород Предкарпатья:

$$R_{mg} = (15 \div 22) \cdot 10^{-6} \text{ кг/мг} \cdot \text{экв.}$$

Потерю кислотности определяют с учётом того, что 1 % HF связывается с 3,6 % HCl и расходуется на разложение алюмосиликатов. Поэтому отдельно рассчитываем использование связанных кислот, отдельно – соляной кислоты:

$$DC_g = \frac{3{,}6 \cdot y \cdot \left(C_{ms} + C_{mf}\right)}{x} \qquad (10.74)$$

(C_{ms} находим по таблице 10.4, а C_{mf} – по таблице 10.20).

Подставив формулу (10.74) в (10.73), получаем:

$$G_{mg} = 3{,}6 \cdot V_{kg} \cdot \left(C_{ms} + C_{mf}\right) \cdot R_{mg} \cdot \frac{y}{x}. \qquad (10.75)$$

Наиболее часто радиус растворения $r_{з.р}$ в ГКР изменяется в пределах 0,3–1,0 м.

Остальные ГКР – это соляная кислота, которую расходуют из дополнительного растворения карбонатов за пределами зоны растворения СКР. Потеря кислотности этой части ГКР:

$$DC_{gs} = \frac{\left(x - 3{,}6 \cdot y - 0{,}1 \cdot x\right) \cdot \left(C_{ms} + C_{mf}\right)}{x}. \qquad (10.76)$$

С учётом этого дополнительное количество породы, растворённой остатками солянокислотной составляющей ГКР, запишем в виде:

$$G_{gs} = V_{kg} \cdot DC_{gs} \cdot R_{ms} \qquad (10.77)$$

или

$$G_{gs} = V_{kg} \cdot \frac{\left(x - 3{,}6 \cdot y - 0{,}1 \cdot x\right) \cdot \left(C_{ms} + C_{mf}\right)}{x} \cdot R_{ms}. \qquad (10.78)$$

Таким образом, фронт зоны растворения в СКР продвинется вглубь пласта и будет отвечать ординате кривой G_S:

$$G_{ss} = G_s + G_{gs}. \qquad (10.79)$$

Далее обобщаем результаты расчётов обработки пласта СКР и ГКР (задачи 10.5 и 10.13) и выбираем их объёмы для ГКО. При этом помним, что радиус зоны растворения в СКР (без учёта G_{gs}) должен быть больше радиуса зоны растворения в ГКР.

Методика построения графиков действия кислоты в пласте и определения $r_{з.р}$ и $r_{пр.р}$ описана в примере 10.13.1.

Пример 10.13.1.

Пласт карбонизированного песчаника обработан раствором 15 %-ной HCl. После раствора HCl нагнетают ГКР (15 % HCl + 3 % HF). Другие условия задачи те же, что и в примерах к задачам 10.4 и 10.12. Кроме того, по данным лабораторных исследований $C_к$ = 3,1 %; k_{mg} = 1,22; $\rho_{ск}$ = = 2700 кг/м^3; C_{mf} = 1,5 · 10^6 мг · экв/м^3; R_{mg} = 16 · 10^{-6} кг/мг · экв.

Решение

1. Определяем вначале по формуле (10.69) возрастающий объём ГКР по мере его поступления в пласт как функцию условного радиуса:

$$V_{kg} = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 78{,}3 \cdot 0{,}35 \cdot 0{,}28 \cdot 0{,}5 \cdot 16{,}8 \cdot A(r) = 405 \cdot A(r).$$

Здесь и далее результаты расчётов сведены в таблице 10.22.

Таблица 10.22 – Растворение породы пласта по глубине проникновения ГКР

Параметры	Радиус зоны растворения, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0

Объём ГКР V_{kg}, м^2	–	0,18	0,47	0,93	1,88	4,12	7,08	14,9	24,8
Длительность нагнетания ГКР в пласт t_y, мин.	–	–	–	–	10,5	22,8	38,8	82,8	138,8
Масса растворённой породы G_g, кг	–	107	279	552	1117	2447	не рассчитана		

2. Длительность нагнетания ГКР на заданную глубину пласта (по радиусу) рассчитываем по формуле (10.70); расход кислотного раствора $q_к$ = 260 м^3/сут. (или $q_к$ = 0,18 м^3/мин.):

$$t_y = 1440 \cdot \frac{V_{kg}}{0{,}18}.$$

3. Количество породы, которая может раствориться в зоне *r* проникновения ГКР, определим при условии, что известны значения k_{mg} = 1,22 и $\rho_{ск}$ = 2700 кг/м^3.

С учётом этого запишем формулу (10.72) в виде:

$$G_g = \rho_{ск} \cdot V_{kg} \cdot \left(k_{mg} - 1\right) = 2700 \cdot V_{kg} \cdot (1{,}22 - 1) = 594 \cdot V_{kg}.$$

4. Рассмотрим варианты нагнетания в пласт от 3 до 18 м^3 ГКР (15 % HCl + 3 % HF) и определим максимальную растворимость породы после нейтрализации СКР на 90 % по формуле (10.75). Для 15 %-ной HCl по таблице 10.4 находим C_{ms} = 4,46 · 10^6 мг · экв/м^3, а для 3 %-ной HF по таблице 10.20 выбираем C_{mf} =1,50 · 10^6 мг · экв/м^3. Подставив известные значения в уравнение (10.74), находим:

$$DC_g = \frac{3{,}6 \cdot 3 \cdot (4{,}46 + 1{,}50) \cdot 10^6}{15} = 4{,}29 \cdot 10^6 \text{ мг · экв/м}^3.$$

По формуле (10.73) определяем максимальную растворимость в кислотном растворе:

$$G_{mg} = V_{kg} \cdot 4{,}29 \cdot 10^6 \cdot 16 \cdot 10^{-6} = 68{,}6 \cdot V_{kg}.$$

Результаты расчётов сводим в таблицу 10.23.

Таблица 10.23 – Объёмы ГКР и глубина обработки пласта

Объём глинокислотного раствора, м^3	Максимальная растворимость в кислотном растворе, кг	Радиус, м	
		$r_{з.р}$	$r_{пр.р}$
3	206	0,43	1,4
6	412	0,60	2,0
9	618	0,76	2,5
12	824	0,86	не определён
15	1030	0,98	

18	1235	1,05	

5. Построим по данным таблицы 10.22 графики $V_{kg} = f(r)$. Отложим на кривой G_g каждое найденное значение G_{mg} и, опустив из этой точки перпендикуляр на ось ординат, получим соответствующий радиус зоны растворения (см. рис. 10.6).

6. Найдём окончательную потерю кислотности ГКР по формуле (10.76):

$$DC_{gs} = \frac{(15 - 3{,}6 \cdot 3 - 0{,}1 \cdot 15) \cdot (4{,}46 + 1{,}50) \cdot 10^6}{15} = 1{,}07 \cdot 10^6 \text{ мг} \cdot \text{экв/м}^3.$$

7. Дополнительное количество растворённой породы остатками солянокислотной составляющей ГКР определяем по формуле (10.77):

$$G_{gs} = 6 \cdot 1{,}07 \cdot 10^6 \cdot 16 \cdot 10^{-6} = 128 \text{ кг}.$$

8. Фронт зоны растворения в СКР продвинется вглубь пласта и согласно формуле (10.79) будет отвечать следующей ординате кривой G_s :

$$G_{ss} = 480 + 128 = 608 \text{ кг}.$$

Соответственно радиус фронта зоны растворения в СКР увеличится от 0,76 до 0,86 (или на 15,8 %). Поскольку такой прирост радиуса обработки на расстоянии от оси скважины мало повлияет на дебит, для приблизительных расчётов им можно пренебречь.

9. Зная глубину обработки пласта кислотой и пользуясь полученными результатами, можно построить профиль нейтрализации кислоты в пласте (см. рис. 10.6) в координатах $C/C_0 = f(r)$, где C и C_0 – текущая и начальная концентрации ГКР.

10. Выбираем возможные варианты пар объёмов СКР и ГКР, учитывая, что зона растворения СКР была больше зоны действия ГКР (табл. 10.24). Объёмы зоны растворения находим по графикам (см. рис. 10.6).

Таблица 10.24 – Объёмы СКР и ГКР и характеристики зон растворения

Объёмы СКР + ГКР, м^3	Максимальная растворимость пород, кг	Радиус зоны растворения, м	Объём зоны растворения, м^3
3 + 3	240,84 + 205,98	0,53 + 0,43	0,44 + 0,34
6 + 6	481,68 + 411,96	0,75 + 0,61	0,89 + 0,69
9 + 9	722,52 + 617,93	0,93 + 0,74	1,34 + 1,04
12 + 12	963,36 + 823,91	1,07 + 0,86	1,78 + 1,38
15 + 15	1204,20 + 1029,89	1,20 + 0,96	2,23 + 1,73

Задача 10.14.

Рассчитать количество растворённой породы в глинокислотном растворе.

Методика.

Методику применяют, если отсутствуют данные исследований, ка-

сающиеся увеличения пористости образцов породы после обработки ГКР. Результаты расчётов используют также для сравнения с данными лабораторных экспериментов. Для решения задачи необходимо знать содержание карбонатов и глин в породе.

Из лабораторных экспериментов исследования растворимости песчано-алевролитовых пород Предкарпатья в ГКР, которые уже обработаны СКР, известно, что во время обработки ГКР в пластовых условиях из породы удаляется около 60 % алюмосиликатов и 30 % карбонатов. Растворение SiO_2 начинается тогда, когда окиси типа RO и R_2O_3 уже извлечены. С учётом приведённых данных запишем формулу растворимости породы в излишке ГКР в виде:

$$DG_g = 0{,}6 \cdot C_{гл} + 0{,}3 \cdot C_к, \qquad (10.80)$$

где DG_g – растворимость породы в ГКР, % (по массе); $C_{гл}$ – содержание глин в породе, %; $C_к$ содержание карбонатов $CaCO_3$ и $MgCO_3$ в породе, %.

Количество растворённой породы (кг) определяем по формуле:

$$G_g = \frac{\rho_n \cdot V_{kg} \cdot DG_g}{m_s}, \qquad (10.81)$$

где ρ_n – средняя плотность пористой породы, кг/м^3 (ρ_n = 2200 ÷ 2300 кг/м^3); m_s – пористость перед обработкой ГКР, %.

Пример 10.14.1.

Проводят ГКО скважины. Вначале эоценовый пласт обрабатывают СКР, а затем ГКР. Рассчитать количество растворённой породы в ГКР, если $C_{гл}$ = 6,6 % и $C_к$ = 3,2 %, плотность породы ρ_n = 2300 кг/м^3, пористость m_s = 16,8 %.

Решение

1. Для определения количества растворённой породы рассчитаем растворимость в ГКР по формуле (10.80):

$$DG_g = 0{,}6 \cdot 6{,}6 + 0{,}3 \cdot 3{,}2 = 4{,}92\ \%.$$

2. Количество растворённой породы (кг) в зоне реагирования кислоты определяется как функция объёма V_{kg} по формуле (10.81):

$$G_g = \frac{2300 \cdot V_{kg} \cdot 4{,}92}{16{,}8} = 674 \cdot V_{kg}.$$

Далее строим зависимость $G_g = f(r)$, поскольку $V_{kg} = f(r)$, и решаем задачу о радиусе зон обработки ГКР.

Задача 10.15.

Рассчитать ожидаемое изменение пористости песчаного коллектора после обработки его глинокислотным раствором. Известно количество

карбонатов и глин в породе.

Методика.

Методику применяют в случае отсутствия прямых лабораторных исследований определения k_{mg} (см. задачу 10.13) при наличии данных, указанных в задаче 10.14.

Рассчитаем количество растворённой породы в массовом выражении по формуле (10.80). Зная DG_g, определяем растворимость в DV_g (%, объёмная доля), которая отвечает увеличению пористости породы:

$$DV_g = \frac{\rho_n \cdot DG_g}{\rho_{ск}}. \qquad (10.82)$$

Определяем пористость породы (%) после обработки ГКР по следующей формуле:

$$m_g = m_s + DV_g. \qquad (10.83)$$

Коэффициент возрастания пористости после обработки ГКР по сравнению с пористостью после обработки СКР:

$$k_{mg} = \frac{m_g}{m_s}. \qquad (10.84)$$

По уравнению (10.72) находим G_g.

Коэффициент возрастания пористости после ГКО по сравнению с начальной пористостью:

$$k_{msg} = k_{ms} \cdot k_{mg}. \qquad (10.85)$$

Пример 10.15.1.

Задано содержание глин и карбонатов в породе, как в задаче 10.14. Плотность скелета породы $\rho_{ск}$ = 2700 кг/м^3, плотность породы ρ_n = = 2300 кг/м^3 и пористость перед обработкой m_0 = 14 %, m_s = 16,8 %, k_{ms} = 1,2.

Решение

1. Согласно данным примера к задаче 10.14 расчётное значение DG_g = 4,92 %.

2. По формуле (10.82):

$$DV_g = \frac{2300 \cdot 4{,}92}{2700} = 4{,}19\ \%.$$

3. Пористость породы после обработки определим по уравнению (10.83):

$$m_g = 16{,}8 + 4{,}19 = 21\ \%.$$

4. Кратность увеличения пористости после обработки ГКР рассчитаем по уравнению (10.84):

$$k_{mg} = \frac{21}{16{,}8} = 1{,}25.$$

5. Коэффициент возрастания пористости по сравнению с начальной определяем по формуле (10.85):

$$k_{msg} = 1{,}2 \cdot 1{,}25 = 1{,}5.$$

Задача 10.16.

Рассчитать технологическую и экономическую эффективность проведения глинокислотной обработки.

Методика.

Степень увеличения дебита после ГКО рассчитаем, применив решение задачи о притоке жидкости в скважину с однородным и неоднородным пластом. Расчётная схема понятна из рисунка 10.6. Для расчёта необходимо знать значение проницаемости пласта до обработки и после неё, радиусы зоны растворения СКР и ГКР. Продукты реакции извлечены путём дренирования пласта.

Расчёт для условий фильтрации через две зоны растворения $r_{з.р}$ и $r_{з.р.g}$ производят по формуле:

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_к}{r_c}\right)}{\left(\frac{k_0}{k_g}\right) \cdot \ln\left(\frac{r_{з.р(g)}}{r_c}\right) + \left(\frac{k_0}{k_s}\right) \cdot \ln\left(\frac{r_{з.р(s)}}{r_{з.р(g)}}\right) + \ln\left(\frac{r_к}{r_{з.р(s)}}\right)}, \quad (10.86)$$

где Q_g и Q_o – дебит после обработки ГКР и однородного пласта, м^3/сут.;

k_0, k_s, k_g – проницаемость пласта до обработки, в зонах растворения СКР и ГКР соответственно, мкм^2; r_c, $r_{з.р(s)}$, $r_{з.р(g)}$, $r_к$ – радиусы скважины, зон растворения СКР, ГКР и контура питания соответственно, м.

Приняв фактический дебит перед обработкой эквивалентным дебиту однородного пласта Q_o (т.е. $Q_{факт} = Q_o$), дебит скважины после обработки определим следующим образом:

$$Q_g = A_g \cdot Q_{факт}. \quad (10.87)$$

Дополнительная добыча нефти:

$$DQ_н = \left(Q_g - Q_{факт}\right) \cdot T_н \cdot \rho_н \cdot \frac{(100 - W_0)}{100}, \qquad (10.88)$$

где $DQ_н$ – дополнительная добыча нефти после ГКО, тонн; $T_н$ – продолжительность работы скважины с повышенным дебитом, сут.; $\rho_н$ – плотность нефти, кг/м^3; W_0 – обводнённость нефти, %.

Если необходимо более точно определить $DQ_н$, учитывая увеличение дебита лишь тех пластов, которые подвергаются ГКО, то дебит после обработки рассчитывают по формуле:

$$Q_g = A_g \cdot \varepsilon_{отн} \cdot Q_{факт} + (1 - \varepsilon_{отн}) \cdot Q_{факт}, \qquad (10.89)$$

где $\varepsilon_{отн}$ – относительная гидропроводность обрабатываемых прослоек к полной гидропроводности всех пластов в разрезе скважины [задача 10.2, формула (10.13)].

В этом случае дополнительная добыча:

$$DQ_н = \frac{\left(A_g - 1\right) \cdot \varepsilon_{отн} \cdot Q_{факт} \cdot T_н \cdot \rho_н \cdot (100 - W_0)}{100}. \qquad (10.90)$$

Для оценки экономической эффективности ГКО рассчитаем разницу средств от реализации нефти и затрат на проведение ГКО по формуле (10.91), в которую подставляем результаты расчётов по уравнениям (10.87) и (10.88) либо (10.89) и (10.90).

Экономическую эффективность обработки оцениваем по уравнению:

$$Э_н = \left(Ц_н - C_н\right) \cdot DQ_н - Z_{гко}, \qquad (10.91)$$

где $Э_н$ – экономическая эффективность обработки, руб.; $Ц_н$ – цена 1 тонны нефти, руб.; $C_н$ – себестоимость 1 тонны нефти, руб.; $Z_{гко}$ – стоимость ГКО, руб.

Пример 10.16.1.

Пласт песчаника обрабатывают раствором 15 % HCl + 3 % HF. Начальные параметры породы и условия обработки те же, что и в задачах 10.14 и 10.15. Дополнительные данные: r_c = 0,1 м; $r_к$ = 200 м; $T_н$ = 100 сут.; $\rho_н$ = 0,84 тонн/м^3; $Q_{факт}$ = 86,6 м^3/сут.; W_0 = 81,9 %; $Ц_н$ = 150 руб./тонн; $C_н$ = 80 руб./тонн; k_0 = 0,044 мкм^2; k_s = 0,074 мкм^2; k_g = 0,169 мкм^2.

Рассмотрим варианты обработки объёмами СКР и ГКР: сумма $V_{ks} + V_{kg}$ составляет 3 + 3; 6 + 6 и 9 + 9 м^3; $Z_{ко}$ – 3000; 4000 и 5000 руб.

Влияние продуктов реакции не учитывается, так как они немедленно

удаляются из пласта. Определить технологическую и экономическую эффективность обработки заданными объёмами СКР + ГКР и принять решение о выборе рационального объёма кислотных растворов.

Решение

1. Степень увеличения дебита после ГКО (A_g) рассчитываем по формуле (10.86). Например, для объёмов 3 + 3 м^3 по данным таблицы 10.9 имеем $r_{з.р(s)}$ = 0,54 м, а по данным таблицы 10.23 – $r_{з.р(g)}$ = 0,43 м:

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_0} = \frac{\ln\left(\frac{200}{0{,}1}\right)}{\left(\frac{0{,}044}{0{,}169}\right)\cdot\ln\left(\frac{0{,}43}{0{,}1}\right)+\left(\frac{0{,}044}{0{,}074}\right)\cdot\ln\left(\frac{0{,}54}{0{,}43}\right)+\ln\left(\frac{200}{0{,}54}\right)} = 1{,}18.$$

Результаты расчётов сведены в таблице 10.25.

Таблица 10.25 – Результаты расчёта технологической и экономической целесообразности проведения ГКО

Объём СКР + ГКР, м^3	Радиус зоны растворения, м	Ожидаемая кратность возрастания дебита	Ожидаемый дебит после КО, м^3/сут.	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, тонн	Затраты на КО, руб.	Оценка экономической целесообразности проведения КО, руб.
3 + 3	0,54 + 0,43	1,180	102,2	236,7	3000	13604
6 + 6	0,76 + 0,61	1,218	105,5	286,3	4000	16000
9 + 9	0,92 + 0,74	1,246	107,9	324,0	5000	18800

2. Рассчитаем ожидаемые дебиты скважины после обработки её ГКР для 3 м^3 по формуле (10.87):

$$Q_g = 1{,}18 \cdot 86{,}6 = 102{,}2 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

3. Дополнительную добычу нефти рассчитаем по уравнению (10.88) для 3 м^3 ГКР:

$$DQ_g = \frac{(102{,}2 - 86{,}6)\cdot 100 \cdot 0{,}84 \cdot (100 - 81{,}9)}{100} = 237{,}2 \text{ тонн}.$$

4. Экономическую эффективность обработки ГКР определяем по формуле (10.91) для объёма 3 м^3:

$$Э_н = (150 - 80) \cdot 237{,}2 - 3000 = 13604 \text{ руб}.$$

Таким образом, с увеличением объёма ГКР эффективность возрастает.

Задача 10.17.

Рассчитать количество реагентов для приготовления кислотного раствора: кислот, ингибитора, стабилизатора, ПАВ и др.

Методика.

Необходимое количество товарных жидких кислот (л/м^3) для приготовления 1 м^3 кислотного раствора (удельный объём кислоты) рассчитываем по формуле:

$$V_{тк} = \frac{10 \cdot C_з \cdot \rho_з}{C_т}, \qquad (10.92)$$

где $C_з$ – заданная концентрация кислоты (HCl, HF, CH_3COOH) в растворе, %; $\rho_з$ – плотность соляной кислоты заданной концентрации, г/см^3 (кг/л); $C_т$ – содержание активной части товарной кислоты в растворе, г/см^3 (кг/л).

Если рассчитываем $V_{тк}$ для добавок других жидких кислот к солянокислотному раствору заданной концентрации, то $\rho_з$ берём для заданной концентрации соляной кислоты, а $C_з$ – для другой кислоты (плавиковой, уксусной).

Определим удельный объём количества других примесей к кислотному раствору, например, твёрдых кислот (лимонной, БФФА и др.) и ингибиторов, ПАВ и т.п. Для 1 м^3 кислотного раствора объём примеси рассчитываем по формуле:

$$V_{тп} = \frac{1000 \cdot C_{зп} \cdot \rho_з}{C_{тп} \cdot \rho_{тп}}, \qquad (10.93)$$

где $V_{тп}$ – объём товарной массы данной примеси к 1000 л кислотного раствора заданной плотности, л/м^3; $C_{зп}$ – заданная концентрация примеси, %; $C_{тп}$ – товарная концентрация примеси, %; $\rho_{тп}$ – плотность примеси, г/см^3 (кг/л).

Объём $V_{тп}$ водных или других растворов ПАВ рассчитываем по формуле (10.93), но вместо $\rho_з$ подставляем значение плотности жидкости, в которой растворяется ПАВ или другой реагент (г/см^3 или кг/л).

Удельный объём жидкости, на основе которой готовится кислотный или другой раствор (основания, или иначе растворителя), определяют следующим образом:

$$V_{тж} = 1000 - \sum_{i=1}^{n} V_{т(i)}. \qquad (10.94)$$

Массу любого реагента, необходимую для приготовления заданного объёма кислотного раствора либо другой *i*-й технологической жидкости (продавливающей, вытесняющей и т.п.), записываем в виде:

$$G_{т(i)} = \frac{V_{т(i)} \cdot R_{т(i)} \cdot V_к}{1000}, \qquad (10.95)$$

где $G_{m(i)}$ – масса реагента (кислоты) для приготовления всего кислотного или другого раствора, тонн; $V_{m(i)}$ – удельный объём кислоты или другого реагента, л/м^3; $R_{m(i)}$ – товарная плотность этого же реагента, кг/л (тонн/м^3); $V_к$ – объём раствора для обработки скважины (кислотного, ПАВ и т.д.).

Справочные материалы для расчётов приведены в таблицах 10.26–10.29.

Таблица 10.26 – Характеристика соляной кислоты при 20 °С

Плотность, г/см^3	Концентрация HCl	
1,038	8	0,083
1,047	10	0,105
1,057	12	0,127
1,073	15	0,163
1,098	20	0,220
1,125	25	0,282
1,149	30	0,345

Таблица 10.27 – Характеристика плавиковой кислоты при 20 °С

Плотность, г/см^3	Концентрация HF	
1,003	1	0,010
1,005	2	0,020
1,009	3	0,030
1,012	4	0,041
1,017	5	0,051
1,036	10	0,104
1,070	20	0,214
1,107	32	0,354
1,123	40	0,448
1,155	50	0,578

Таблица 10.28 – Характеристика уксусной кислоты при 20 °С

Плотность, г/см^3	Концентрация CH_3COOH	
0,9996	1	0,010
1,0012	2	0,020
1,0025	3	0,030
1,0055	5	0,050
1,0642	60	0,639
1,0700	80	0,856
1,0980	100	1,050

Таблица 10.29 – Характеристика наиболее часто применяемых реагентов для кислотной обработки

Жидкость и реагенты	Концентрация, %	Плотность, тонн/м^3	Активная часть, %
Вода техническая	100,0	1,00	0,00
Нефть легкая	100,0	0,80	0,00
Вода пластовая	100,0	1,11	0,00

Нефть товарная	100,0	0,84	0,00
Конденсат	100,0	0,80	0,00
Ацетон	100,0	0,79	0,00
Кислота соляная	27,0	1,14	0,31
	31,0	1,55	0,35
Кислота плавиковая	40,0	1,12	0,45
Кислота уксусная	60,0	1,07	0,64
БФФА	60,0	1,50	0,00
Кислота соляная ингибированная	24,0	1,12	0,27
Кислота лимонная	100,0	1,54	0,00
Метанол	100,0	0,79	0,00
КИ-1 (ингибитор)	95,0	1,05	0,00
Сульфит натрия (стабилизатор)	100,0	2,63	0,00
Превоцел (ПАВ)	99,0	1,10	0,00
Сульфанол (ПАВ)	38,0	1,17	0,00
АНП-2 (ПАВ)	100,0	1,05	0,00
Карпатол (ПАВ)	100,0	0,99	0,00
МЛ-80 (ПАВ)	100,0	1,05	0,00
Прогалит (ПАВ)	100,0	1,10	0,00
Неонол (ПАВ)	99,0	1,04	0,00
ТЕАС-М (ПАВ)	100,0	1,10	0,00
Дисольван (ПАВ)	100,0	1,09	0,00
ЭС-2 (эмульгатор)	100,0	1,00	0,00
Полиакриламид (гель)	8,0	1,05	0,00
Полиакриламид гранулированный (импортный)	80,0	1,12	0,00
КМЦ-600	100,0	1,70	0,00

Пример 10.17.1.

Определить потребность в товарных кислотах для раствора $C_з$ 15 % HCl + 3 % HF для приготовления 6 м^3 кислотного раствора. Заданная концентрация товарной соляной кислоты 28 % HCl и товарной плавиковой кислоты 40 % HF.

Решение

1. Из таблицы 10.26 найдём для 28 % HCl содержание кислоты в 1 л C_m = 0,319 л/кг и плотность ρ_m = 1,139 кг/л, а для 40 % HF выбираем из таблицы 10.27 значения: C_m = 0,448 л/кг и ρ_m = 1,123 кг/л. Для 15 % HCl $\rho_з$ = 1,073 кг/л и для 3 % HF $\rho_з$ = 1,09 кг/л.
2. Согласно зависимости (10.92) определяем удельные объёмы:
   - для соляной кислоты:

$$V_{тк} = \frac{10 \cdot 15 \cdot 1{,}073}{0{,}319} = 504{,}5 \text{ л/м}^3;$$

   - для плавиковой кислоты:

$$V_{тк} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1{,}09}{0{,}448} = 71{,}8 \text{ л/м}^3.$$

3. Массу рассчитываем по формуле (10.95):

- для соляной кислоты:

$$G_m = \frac{504{,}5 \cdot 1{,}1213 \cdot 6}{1000} = 3{,}399 \text{ тонн};$$

- для плавиковой кислоты:

$$G_m = \frac{71{,}8 \cdot 1{,}139 \cdot 6}{1000} = 0{,}491 \text{ тонн}.$$

Пример 10.17.2.

Определить потребность для приготовления 6 м^3 глинокислотного раствора по условиям примера 10.17.1 с примесями 0,5 % ингибитора КИ-1 95 %-ной товарной концентрации, 2 % стабилизатора – уксусной кислоты 80 %-ной товарной концентрации и 0,3 % ПАВ – неонола 100 %-ной товарной концентрации.

Решение

1. Для стабилизатора 2 %-ной уксусной кислоты по данным таблицы 10.28 находим объём товарной массы кислоты, необходимой для приготовления кислотного раствора по уравнению (10.92):

$$V_{тк} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1{,}073}{0{,}856} = 25 \text{ л/м}^3.$$

Масса уксусной кислоты:

$$G_m = \frac{25 \cdot 1{,}07 \cdot 6}{1000} = 0{,}161 \text{ тонн}.$$

2. Для ингибитора 0,5 % КИ-1 по уравнению (10.93) определим удельный объём примеси:

$$V_{mn} = \frac{1000 \cdot 0{,}5 \cdot 1{,}073}{95 \cdot 1{,}05} = 5{,}37 \text{ л/м}^3,$$

массу ингибитора – по формуле (10.95):

$$G_m = \frac{5{,}37 \cdot 1{,}05 \cdot 6}{1000} = 0{,}034 \text{ тонн}.$$

3. Для ПАВ (0,3 % неонола) по формуле (10.93) рассчитаем удельный объём примеси:

$$V_{mn} = \frac{1000 \cdot 0{,}3 \cdot 1{,}073}{99 \cdot 1{,}04} = 3{,}13 \text{ л/м}^3,$$

массу реагента определим по уравнению (10.95):

$$G_{m(i)} = \frac{3{,}13 \cdot 1{,}05 \cdot 6}{1000} = 0{,}020 \text{ тонн}.$$

4. Удельный объём технической пресной воды для растворения реагентов находим по формуле (10.94):

$V_{тр}$ = 1000 – (504,5 + 71,8 + 25,0 + 5,37 + 3,13) = 1000 – 609,8 = 390,2 л/м^3.

Рассчитаем суммарное количество воды для приготовления кислотного раствора по уравнению (10.95):

$$G_{m(i)} = \frac{390{,}2 \cdot 1{,}0 \cdot 6}{1000} = 2{,}341 \text{ тонн.}$$

10.4 Кислотная обработка забоев нефтяных скважин с оттеснением продуктов реакции вглубь пласта

Коллекторы залежей нефти Долинского и Северо-Долинского месторождений, залегающие на глубинах 2700–3200 м, представлены низкопроницаемыми песчаниками и алевролитами. В процессе бурения и цементирования скважин создаются микротрещины, которые засоряются привнесёнными частицами, и проницаемость призабойной зоны ухудшается. В скважинах успешно применяют химические обработки призабойной зоны с целью увеличения производительности нефтяных и нагнетательных скважин.

Известные технологические схемы солянокислотных обработок (СКО) и гидрокислотного разрыва пласта (ГКРП) предусматривают обязательное своевременное извлечение продуктов реакции во избежание закупорки обрабатываемого пласта.

Своевременное извлечение продуктов реакции из глубоких скважин, особенно после ГКРП, связано с некоторыми техническими трудностями. Поэтому сделаны первые попытки проводить бездренажные солянокислотные обработки нагнетательных скважин. Например, по технологии СКО нагнетательных скважин, применяемой в НГДУ «Ширваннефть», после закачки кислоты в пласт сразу же закачивают воду, благодаря чему продукты реакции уносятся далеко за пределы призабойной зоны скважины.

При проведении химической обработки нефтяных скважин нет возможности проводить работы по такой технологии, так как для этого необходимо было бы закачивать в скважину сотни и тысячи кубометров нефти. В связи с этим возникает вопрос, на какое минимальное расстояние необходимо оттеснить продукты реакции от ствола скважины, чтобы выпадение их в осадок не вызвало заметного снижения эффективности обработки.

Произведём приближённую оценку влияния выпадения продуктов реакции в пласте на эффективность обработки призабойной зоны. Количество твёрдой фазы ($CaCO_3$, $MgCO_3$, Fe_2O_3 и др.), растворяющейся в 10–12 %-ной соляной кислоте, не превышает 10 % её объёма. Следовательно, в случае выпадения всей растворённой твёрдой фазы в осадок пористость коллектора снизится на 10 %. Поскольку точной функциональной зависимости между проницаемостью и пористостью для естественных коллекторов не существует, определим, как влияет такое снижение пористости на снижение проницаемости для фиктивного грунта по зависимости Козени. При одном и том же диаметре зёрен фиктивного грунта проницаемость снижается в 1,4 раза (при начальной пористости 5 %) и далее по мере увеличения пористости степень снижения проницаемости уменьшается до 1,2 раза (при начальной по-

ристости 20 %).

При проведении дальнейших расчётов с целью получения данных о влиянии снижения проницаемости на эффективность обработки в более широком диапазоне отношение проницаемостей в зоне нахождения отработанного раствора до и после обработки принимается равным 2 и 4.

Используя классическое решение задачи о влиянии неоднородности пласта при движении несжимаемой жидкости на дебит скважины для схемы пласта, показанной на рисунке 10.9, определим, как будет изменяться дебит скважины по сравнению с начальным дебитом (*а*) при условии извлечения (*б*) и оттеснения (*в*) продуктов реакции и соблюдении линейного закона фильтрации.

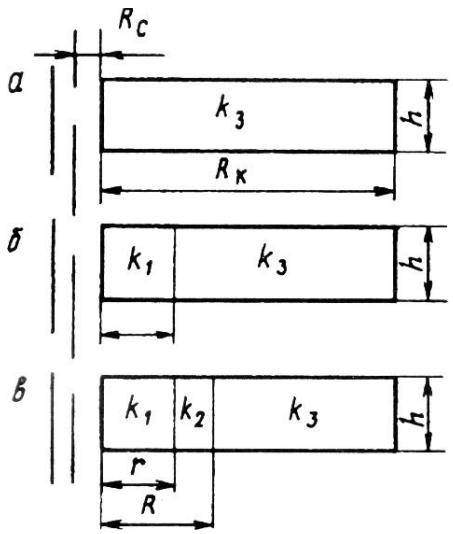


Рисунок 10.9 – Состояние пласта до обработки и после неё:
k_1 – проницаемость после обработки при извлечении продуктов реакции из области радиусом *r*;
k_2 – проницаемость после обработки без извлечения продуктов реакции в области, ограниченной радиусами *r* и *R*;
k_3 – проницаемость пласта до обработки;
$R_к$ – радиус контура питания; R_c – радиус скважины

Радиус *r* действия кислоты примем равным 0,5–20 м, при этом радиус рассредоточения продуктов реакции составляет $R = r + 1$ м при различных значениях *r*.

Данные, полученные в результате расчётов при условии, что значения равны 4 и 2, а k_2/k_1 равно 0,1, приведены на рисунке 10.10.

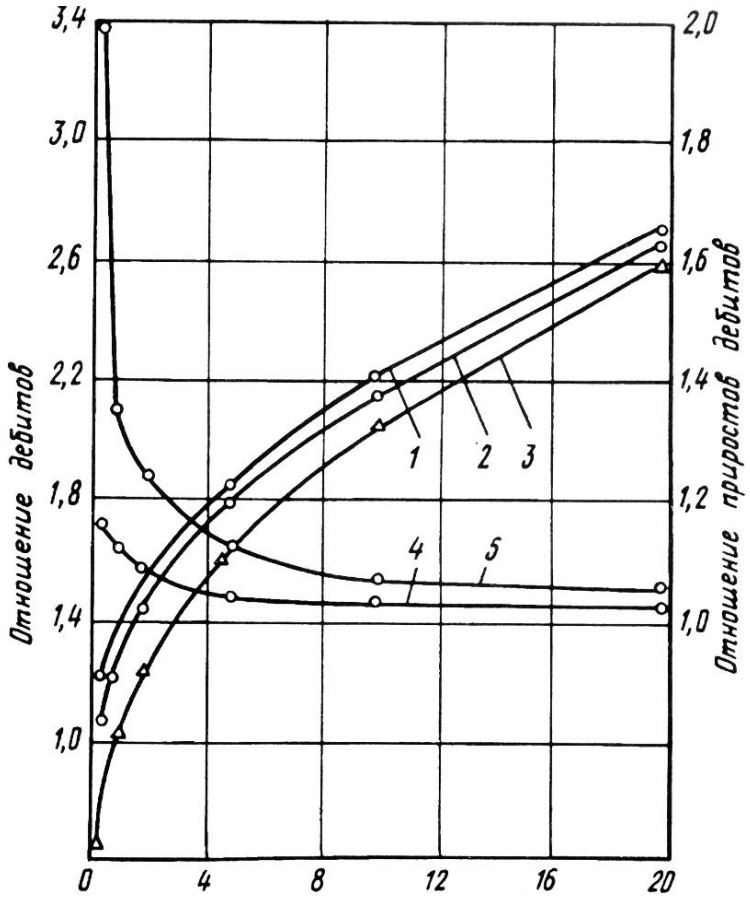


Рисунок 10.10 – Изменение дебита скважины после кислотного воздействия на призабойную зону с извлечением и рассредоточением продуктов реакции:
1 – отношение дебита скважины после ОПЗ с извлечением продуктов реакции к дебиту до обработки; 2 – то же после ОПЗ с рассредоточением продуктов реакции к дебиту до обработки при $k_3/k_2 = 2$; 3 – то же при $k_3/k_2 = 4$; 4 – отношение прироста дебита, полученного при ОПЗ с извлечением продуктов реакции, к приросту дебита, полученному без извлечения продуктов реакции, при $k_3/k_2 = 2$; 5 – то же при $k_3/k_2 = 4$

На рисунке видно, что для принятых условий в случае извлечения продуктов реакции из пласта после ОПЗ во всех случаях прирост добычи нефти увеличивается в 1,2–2,75 раза; при оттеснении продуктов реакции на небольшое расстояние от ствола скважины прирост дебита уменьшается.

Сравнение показывает, что наибольшее влияние на прирост дебита после обработки оказывают оставленные продукты реакции на расстоянии первых двух метров от ствола скважины. Оттеснение продуктов реакции при принятых условиях на расстояние более 2 м от ствола скважины приводит к небольшому снижению ожидаемого прироста дебита нефти по сравнению с ожидаемым приростом при извлечении продуктов реакции, например, в худшем случае при $k_3/k_2 = 4$ всего на 24 %.

В каждом конкретном случае оптимальный радиус оттеснения продуктов реакции от ствола скважины будет определяться, с одной стороны, желанием получить наименьшие потери ожидаемого прироста добычи нефти, а с другой – располагаемым объёмом продавочной жидкости (нефти).

Объёмы продавочной жидкости при средней для данных месторождений эффективной мощности, равной 45 м, пористости 10–15 % и различ-

ных радиусах оттеснения от ствола скважины приведены в таблице 10.32.

Таблица 10.32 – Объём продавочной жидкости в зависимости от радиуса оттеснения, м^3

Радиус закачки продавочной жидкости, м	Объём пор, м^3	Пористость, %
	10	15
1	14	21
2	56	85
3	127	191
5	350	530

Как видно из приведённой таблицы, в данных условиях объём продавочной жидкости, необходимый для оттеснения отработанного кислотного раствора на расстояние первых нескольких метров от ствола скважины, составляет всего несколько десятков кубометров.

По общепринятому мнению, в промысловых условиях при проведении кислотных обработок и гидрокислотных разрывов пластов проникновение кислоты в пласт происходит не по всему поровому пространству, а по отдельным трещинам, объём которых неизвестен. Поэтому неизвестен и радиус оттеснения отработанной кислоты в пласт, который, по-видимому, всегда будет больше, чем расчётный, при условии распространения кислоты по всему поровому пространству. При этом зона проницаемости k_2 по мере увеличения радиуса оттеснения будет все время уменьшаться, тогда как при расчётах она была принята нами постоянной и равной 1 м.

Следовательно, в реальных условиях влияние оставленных в пласте продуктов реакции на прирост дебита будет ещё меньше.

В НГДУ «Долинанефть» успешно проведены первые химические обработки нефтяных скважин без извлечения продуктов реакции. Проведены две СКО на скважинах №№ 210 и 643 при градиентах давления 0,015–0,016 МПа/м и две обработки типа ГКРП на скважинах №№ 5 и 546 при градиентах давления 0,0195–0,0205 МПа/м с применением следующей технологической схемы. НКТ спускали ниже вскрытого интервала продуктивного горизонта (если работы проводились с пакером, то он устанавливался выше продуктивного горизонта). Затем закачивали по НКТ 10–20 м^3 10 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой 1,0–1,5 %-ной плавиковой кислоты и 0,10–0,05 % дисольвана.

Солянокислотный раствор продавливали товарной нефтью объёмом 25–120 м^3. После закачки в пласт кислоты скважину не эксплуатировали в течение 2–3 сут., достаточных для выпадения осадка из отработанного раствора.

Затем начинали откачку глубинным насосом или пускали фонтан.

При проведении работ по предлагаемой технологии отпадает необходимость в использовании стабилизатора и дренажа с целью извлечения продуктов реакции, что даёт возможность экономить при каждой операции на скважине.

Рассмотрим отдельные процессы, проведённые на Долинских место-

рождениях. Скважина № 210 фонтанировала (выгодские отложения в интервале 2612–2773 м) нефтью дебитом 117 тонн/сут. Произведена промывка скважины товарной нефтью; дебит нефти после этого не увеличился. Через 5 лет скважина переведена на глубинно-насосную эксплуатацию с дебитом 14 тонн/сут. Из скважины извлекли глубинный насос и закачали по описанной технологии 14 м^3 10 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой 1 %-ной плавиковой кислоты и 1 %-ного сульфанола при расходе кислоты 430 м^3/сут. и градиенте давления 0,0160 МПа/м. Кислоту продавили товарной нефтью объёмом 25 м^3, спустили глубинный насос на прежнюю глубину и через 3 сут. начали откачку. Дебит скважины увеличился от 12,6 до 26 тонн/сут., а через 2 месяца снизился до 20 тонн/сут. и сохраняется на этом уровне.

Проведён ГКРП на скважине № 546, который вскрыл выгодские отложения в интервале 2834–2947 м. Начальный дебит её составлял 75 тонн/сут. фонтанированием, текущий дебит глубинно-насосной эксплуатацией составляет 7,7 тонн/сут. В процессе ГКРП в пласт закачали 43 м^3 10 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой 1 %-ной плавиковой кислоты и 0,1 %-ного дисольвана при расходе 650 м^3/сут. и градиенте давления 0,0205 МПа/м. Продавку осуществили путём закачки 30 м^3 товарной нефти. По графику (см. рис. 10.10) при эффективной мощности пласта 48 м и пористости 12 % радиус оттеснения отработанного раствора увеличится в 1,2–1,5 раза, а при извлечении продуктов реакции – в 1,45 раза. Фактически дебит скважины после ГКРП увеличился в 1,55 раза.

На скважине № 5 после ГКРП добыча нефти увеличилась в 2 раза, и скважина переведена с периодической работы на круглосуточную. В двух последних процессах количество продавочной жидкости (нефти) составило соответственно 100 и 120 м^3.

Таким образом, промысловые результаты подтверждают правильность предположений о возможности проведения химической обработки нефтяных скважин с оттеснением отработанной кислоты на небольшое расстояние от ствола скважины.

Сопоставим опыт кислотных обработок нефтяных скважин с различными методами извлечения и оттеснения продуктов реакции.

Кислотные обработки проводились по следующей технологической схеме. Башмак насосно-компрессорных труб устанавливали у подошвы или в середине обрабатываемого интервала. В скважине восстанавливали циркуляцию нефти, а затем закачивали 1–2 м^3 5 %-ной HCl для очистки насосно-компрессорных труб и призабойной зоны, после чего обратной промывкой вымывали её на поверхность. Далее при открытом затрубном пространстве в НКТ закачивали рабочий раствор кислоты, поднимали его до кровли обрабатываемого пласта, закрывали затрубную задвижку и продавливали кислоту в пласт. Объём продавочной жидкости, количество и рецептуру раствора устанавливали в зависимости от применяемого способа очистки призабойной зоны скважины от продуктов реакции.

При кислотной обработке с извлечением продуктов реакции с помощью метода переменных давлений (МПД) в скважине на время реакции

(4–16 часов) оставляли кислотную ванну.

При кислотной обработке с оттеснением продуктов реакции объём продавочной жидкости составлял 30–70 м^3, а продавка кислоты осуществлялась сразу после закачки её в призабойную зону скважины.

Для кислотной обработки применялась смесь 8–15 % HCl из отходов органических производств с добавкой 0,1–0,3 % дисольвана или 1–3 % деэмульгатора (НЧК), иногда с добавкой 1,0–1,3 % HF.

При кислотной обработке с дренажем закачивали 5–15 м^3 кислоты с обязательной добавкой 1,5–2,0 % уксусной или 0,10–0,15 % лимонной кислоты, а при кислотной обработке без дренажа – 12–42 м^3 кислотного раствора без добавки стабилизаторов.

Эффективность кислотных обработок с добавкой HF в скважинах с зацементированной против обрабатываемого продуктивного горизонта колонной составляет 71 %, а при кислотных обработках без добавки HF – равна 38 %. Прирост дебита при кислотной обработке с HF на 14 % больше. Это объясняется, по-видимому, проявлением известных свойств HF, предупреждающей образование геля кремниевой кислоты после реакции HCl с цементом.

Таким образом, добавка 1,0–1,5 % HF повышает эффективность обработки.

Лабораторными опытами установлено, что при перемешивании долинских нефтей с растворами HCl и $CaCl_2$ образуются малостойкие эмульсии. Стойкость эмульсий возрастает с увеличением содержания солей в нефти.

Поэтому главное назначение ПАВ, добавляемых к кислотному раствору, в данном случае состоит, по-видимому, в создании лучшего контакта кислоты с породой и обеспечении легкого извлечения продуктов реакции.

Эффективность различных кислотных обработок может быть оценена по данным таблицы 10.33.

Кислотная обработка с МПД имеет хорошие показатели в тех отложениях, где наблюдаются высокие градиенты пластового давления (менилиты Долины), а очистка скважин самоизливом не происходит. Например, скважины №№ 49 и 646, где $p'_{пл}$ = 0,0096 МПа/м, после кислотной обработки самоизливом не очищались, несмотря на то что они были заполнены нефтью и репрессия на пласт составляла около 3,5 МПа.

С помощью МПД здесь достигнута хорошая очистка призабойной зоны скважин, из которых после кислотной обработки дополнительно добыто 5 тыс. тонн нефти. При низких пластовых давлениях (скважина № 24, $p'_{пл}$ = = 0,0080 МПа/м) при проведении МПД очистка пласта не происходит, промывочная жидкость поглощается, и кислотные обработки не дают эффекта.

Таблица 10.33 – Данные кислотных обработок (КО) скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений

Параметры	По менилитовым отложениям Долины		По выгодским отложениям Долины и Северной Долины		
	КО с МПД	КО с дренажем	КО с МПД	КО с дренажем	КО с оттеснением

Число процессов	9	3	9	7	5
Эффективность, %	44	67	55	71	80
Характеристика скважины:					
Средняя глубина, м	2500	2620	2780	2750	2850
Эффективная мощность, м	68	77	48	38	53
$p'_{пл}$, МПа/м	0,0093	0,0087	0,0090	0,0096	0,0090
Дебит нефти до КО, тонн/сут.	4,7	2,0	14,0	29,4	7,7
Параметры процесса:					
Объём кислоты, м^3	7,0	12,3	6,0	8,0	18,5
Удельный объём кислоты, м^3/м	0,13	0,16	0,12	0,21	0,35
Темп закачки, м^3/сут.	350	250	350	400	440
$p'_з$, МПа/м	0,017	0,015	0,015	0,015	0,017
Показатели эффективности:					
Дебит после КО, тонн/сут.	15,9	6,1	21,0	49,0	38,4
Прирост дебита, тонн/сут.	11,2	4,1	7,0	19,6	30,7
Дополнительно добыто нефти на одну обработку, тонн	1370	810	2050	4800	4100
Дополнительно добыто нефти за 1 месяц работы с повышенным дебитом, тонн	363	135	374	610	560

Наилучшие результаты получены при такой кислотной обработке, где обеспечивалась своевременная (через 4–8 часов) качественная очистка призабойной зоны скважины от продуктов реакции с отбором больших объёмов жидкости в течение длительного времени (кислотная обработка с дренажем самоизливом или газлифтом по выгодским залежам). Если извлечение продуктов реакции начиналось через 30–40 часов после закачки кислоты в призабойную зону скважины (кислотная обработка с дренажем компрессорами по менилитовой залежи), что обусловлено низкой производительностью компрессоров высокого давления, то эффективность кислотной обработки была очень низкой.

Из таблицы 10.33 видно, что эффективность кислотной обработки выгодских отложений с дренажем и оттеснением приблизительно одинакова.

Технология кислотной обработки с оттеснением продуктов реакции обеспечивает получение долговременных стабильных приростов дебита.

Кроме перечисленных типов кислотной обработки применяли кислотные ванны в тех случаях, когда закачка кислоты в пласт была невозможна.

По анализу глубинных проб кислоты, взятых из скважины глубиной 2900–3500 м, установлено, что обработанная кислота обогащена железом до 0,3 %, а нижняя часть НКТ сильно коррозирована.

Ввиду отсутствия эффекта и активной коррозии глубинного оборудования установка кислотных ванн в рассматриваемых условиях считается нецелесообразной.

Влияние изменения технологических параметров на показатели эффективности изучалось по методу накопленной средней. При этом установлено, что с увеличением объёма кислоты (5–42 м^3) и темпа её нагнетания (200–830 м^3/сут.) показатели эффективности кислотной обработки улучшаются, а с увеличением давления нагнетания ($p'_з$ = 0,013÷0,020 МПа/м) ухудшаются.

Выявленные зависимости могут быть объяснены преимущественным взаимодействием кислоты с глинистым и цементным растворами, поступившими в трещины, образовавшиеся ещё при вскрытии продуктивных горизонтов.

При кислотной обработке с меньшими давлениями нагнетания кислота поступает в микротрещины менилитовых отложений или в низкокарбонатный массив выгодских отложений. При более высоких значениях $p'_з$ кислота, вероятно, закачивается в малопроницаемый низкокарбонатный массив пласта менилитовых отложений, где эффективность её воздействия меньше. Кроме того, известно, что, устраняя ущерб, нанесенный призабойной зоне скважины, следует ожидать большего эффекта от кислотной обработки, чем от обработки незагрязнённого пласта. Улучшение эффективности кислотной обработки, связанное с увеличением темпа нагнетания кислоты в пласт, объясняется уносом загрязняющего материала из трещин и улучшением условий контакта свежих порций кислоты с содержимым трещин и их стенками.

Проведем анализ кислотных обработок нагнетательных скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений.

Одним из основных способов освоения нагнетательных скважин Долинских месторождений после бурения и поддержания их приёмистости при эксплуатации является кислотная обработка (КО).

Для проведения КО в нагнетательную скважину спускали 63-мм НКТ до низа обрабатываемого интервала и производили их очистку 0,5 м^3 10 %-ной соляной кислотой. Далее в НКТ закачивали кислоту из расчёта подъёма её выше кровли обрабатываемого интервала, закрывали затрубную задвижку и продавливали кислоту в пласт.

На конечном этапе КО продукты реакции извлекали методом переменных давлений через 14–20 часов после поступления кислоты в пласт или сразу же оттесняли от ствола скважины продавкой 80–90 м^3 воды.

Для КО, как правило, применяли смеси 10–15 %-ной соляной кислоты с добавками 1–3 %-ной плавиковой кислоты (32 скважино-операции) ко второй половине объёма раствора. Иногда добавляли к раствору ПАВ – дисольван или НЧК.

При кислотной обработке с МПД (28 скважино-операций) использовали в среднем 9–10 м^3 кислотного раствора, обычно с добавкой 1,5–2,0 %-ной уксусной кислоты. Раствор закачивали при темпах нагнетания 320–340 м^3/сут. и градиентах давления 0,0160–0,0180 МПа/м. При КО с оттеснением (56 скважино-операций) закачивали 25–36 м^3 кислотных растворов при темпах нагнетания 650–800 м^3/сут. и градиенте давления 0,0176–0,0183 МПа/м.

Влияние объёма кислоты, темпа закачки и давления на эффективность кислотной обработки оценивалась методом накопленной средней по

данным 51 КО. Оценку влияния удельного объёма кислоты считали нецелесообразной, так как при обработке многопластовых залежей неизвестно, какая часть разреза поглощает кислоту.

На основе анализа накопленных средних выявлено, что с ростом объёма и темпа нагнетания кислоты наблюдается улучшение эффективности КО, а с ростом давления нагнетания – снижение эффективности.

Выявленное анализом влияние параметров КО на её эффективность вызвано, по-видимому, характером воздействия кислоты на обрабатываемые продуктивные пласты и может быть объяснено следующим образом.

При меньших давлениях нагнетания кислота поступает в основном в микротрещины, открытые ранее при бурении скважин и нагнетании воды, реагируя главным образом с загрязняющими их частицами глины и соединениями железа. В меньшей степени кислота проникает в коренную породу через стенки трещин. В этих случаях, конечно, следует ожидать большего прироста приёмистости, чем при поступлении кислоты в низкокарбонатный массив пласта или в трещины, не загрязнённые при бурении и открывающиеся только в процессе КО при больших давлениях.

Следует отметить, что с увеличением темпов закачки кислоты в пласт обеспечивается лучшая очистка трещин от загрязняющего их материала и улучшаются условия контакта свежих порций кислоты с содержимым трещин и их стенками.

Таким образом, для повышения эффективности КО следует увеличивать объёмы кислоты (примерно до 30 м^3) и темпы её нагнетания в пласт.

Для получения данных о влиянии методов КО на эффективность проведено сопоставление КО с МПД и повторных КО с оттеснением по тем же восьми скважинам. При этом установлено, что применение КО с оттеснением позволяет увеличить среднее количество дополнительно закачанной воды до 15 тыс. м^3, а среднюю длительность работы скважины с увеличенной приёмистостью до 12 месяцев, т.е. примерно в 2 раза по сравнению КО с МПД.

Это вызвано применением больших объёмов и темпов нагнетания кислоты и своевременным её удалением из призабойной зоны при КО с оттеснением, а следовательно, более глубокой и качественной очисткой пласта.

Вопросы выбора состава и концентрации кислотных растворов решались с учётом существующих рекомендаций и проверялись опытом.

Постепенное наращивание объёма кислоты при повторных КО, несмотря на некоторое снижение её концентрации, вызывает, как правило, увеличение приёмистости скважин выгодских залежей и центральной части менилитовой залежи. Что касается остальной части менилитовой залежи, то, несмотря на увеличение объёма кислотных растворов (например, скважина № 622 последовательно 6, 30 и 100 м^3), не удаётся превысить средний установившийся уровень приёмистости этих скважин (30–50 м^3/сут.).

Таблица 10.34 – Результаты кислотных обработок водонагнетательных скважин

Номер скважины	Состав кислотного раствора, %		Параметры КО			Способ удаления продуктов реакции	Приёмистость скважины, $м^3$/сут.		Дополнительно закачано, тонн/$м^3$
	соляная кислота	уксусная кислота	объём кислоты, $м^3$	темп закачки кислоты, $м^3$/сут.	градиент давления, МПа/м		до КО	после КО	
606	14	1,5	8	300	0,018	МПД	0	0	–
	15	–	32	1150	0,019	продавка воды 80 $м^3$	0	80	10,5
506	10	–	14	650	0,019	продавка 90 $м^3$	25	53	1,6
	5	–	24	800	0,019	продавка 80 $м^3$	30	66	1,4
	15	1,5	14	440	0,016	МПД	72	207	15,0
	10	–	34	970	0,017	продавка 100 $м^3$	100	280	25,0
	10	–	100	970	0,016		164	560	24,6

Достигнутый при увеличении объёмов кислоты уровень приёмистости нагнетательных скважин, по-видимому, может поддерживаться проведением повторных обработок с меньшими объёмами и концентрациями (табл. 10.34, скважина № 606). Это представляется возможным, потому что при последующих обработках в низкокарбонатном пласте закачиваемая кислота израсходуется на очистку раскрытых при давлении нагнетания трещин от привнесенных туда при нагнетании воды частиц породы, соединений железа и механических примесей и в меньшей степени реагирует с породой.

Поэтому при повторных КО на Долинских месторождениях для поддержания достигнутого уровня приёмистости нагнетательных скважин объёмы кислоты могут быть такими же, как и в предыдущих обработках, сохраняя те же параметры обработки.

Проведена оценка эффективности добавки 1,0–1,5 % плавиковой кислоты к кислотному раствору. Для этого обобщены сведения об эффективности КО при различных способах крепления скважин в интервале продуктивного горизонта, в результате чего установлено, что добавление плавиковой кислоты повышает (от 70 до 90 %) успешность операций. Влияние этой кислоты особенно заметно при обработке скважин с зацементированной обсадной колонной, т.е. там, где она может взаимодействовать с фильтратом цементного раствора и предупреждать образование геля кремниевой кислоты.

В некоторых случаях КО без плавиковой кислоты была безуспешной, а повторная КО с добавкой 0,5 % HF не позволила увеличить приёмистость (например, скважина № 27 СД от 44 до 89 $м^3$/сут.).

Средняя по трем скважино-операциям эффективность использования 3 % добавки плавиковой кислоты не выше таковой при использовании 1,0–1,5 % добавки по 27 скважино-операциям.

10.5 Опыт кислотной обработки на примере низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов Предкарпатья

Основное количество кислотных обработок на глубокозалегающих залежах Предкарпатья приходится на Долинский нефтепромысловый район, где ежегодно (с 1965 г.) производится 30–50 скважино-операций на нефтяных и нагнетательных скважинах, а годовая дополнительная добыча и закачка достигают соответственно 40–60 тыс. тонн нефти и 0,8–1,4 млн $м^3$ воды.

Кислотные обработки нефтяных скважин проводились при спущенных до низа обрабатываемого интервала насосно-компрессорных трубах. В скважине восстанавливали циркуляцию нефти, а затем закачивали в насосно-компрессорные трубы кислоту, поднимали её в затрубном пространстве до кровли обрабатываемого интервала, закрывали затрубную задвижку и продавливали кислоту в пласт. Объём продавочной жидкости и рецептура раствора выбирались в зависимости от времени пребывания кислоты в призабойной зоне скважины и способа извлечения продуктов реакции.

При КО с извлечением продуктов реакции с помощью метода переменных давлений, дренирования компрессором или самоизливом объёмы продавочной жидкости соответствовали объёму насосно-компрессорных труб, а при КО с оттеснением продуктов реакции – 30–120 м^3.

Для КО применяли смесь 8–15 %-ной HCl, ингибированной ПБ-5 или формалином, иногда с добавкой поверхностно-активных веществ – 0,3 % дисольвана или 1–3 % НЧК. Глинокислотная обработка проводилась раствором 10 %-ной HCl + 1–3 %-ной HF. При КО с извлечением продуктов реакции закачивали 5–15 м^3 кислотного раствора, содержащего до 2 % уксусной кислоты или до 0,15 % лимонной, а при КО с оттеснением использовали 12–42 м^3 кислотного раствора без стабилизаторов.

Кислотные обработки нефтяных скважин с 1967 года проводили с добавкой 1 % лимонной кислоты в качестве стабилизатора. В этом случае время выдержки кислотного раствора в пласте увеличивали до нескольких суток, продукты реакции из глубинно-насосных скважин специальным дренированием не извлекали. После спуска насоса приступали к эксплуатации скважин.

В нагнетательных скважинах продукты реакции извлекали самоизливом (немедленно), с помощью метода переменных давлений через 14–20 часов или оттесняли 80–90 м^3 воды. После извлечения насосно-компрессорных труб скважину пускали под нагнетание.

При КО с применением метода переменных давлений использовали в среднем 9 м^3 раствора кислоты обычно с добавкой до 2 % уксусной кислоты, а при КО с оттеснением – 25–36 м^3 растворов без стабилизатора.

Расход при закачке кислоты составлял 250–1150 м^3/сут., а градиент давления закачки – 0,0150–0,0190 МПа/м.

В Долинском нефтепромысловом районе применяли установку кислотных ванн, кислотные обработки (КО) и кислотные разрывы пласта без закрепления трещин песком (КГРП). Выделение кислотных ванн среди остальных методов осуществляется чётко по технологическим признакам, а разделение на КО и КГРП сложно в связи с известными трудностями исследований, необходимых для подтверждения открытия трещин в каждом конкретном случае. Поскольку при любой КО нет уверенности в том, что при обработке не открылись трещины (скорее, наоборот, надо полагать, что они открылись), деление на КО и КГРП считаем здесь весьма условным. Поэтому при анализе кислотного воздействия на Предкарпатье в дальнейшем разделение проведено по способам извлечения продуктов реакции, различию в рецептуре и т.п.

Опыт постановки кислотных ванн в 12 разведочных и эксплуатационных скважинах, обсаженных зацементированной против продуктивных горизонтов колонной и вскрытых кумулятивной перфорацией, показал, что только в одном случае достигли успеха – на скважине № 34 СД дебит увеличился от 5 до 12 тонн/сут.

Оставление кислоты на забое глубоких скважин в течение длительного времени (16–36 часов) вызывает интенсивное разрушение металла. Например, в глубинной пробе кислоты с глубины 3450 м на скважине № 12 Спас

содержание железа достигло 4,1 %, а после подъёма насосно-компрессорных труб нижняя часть их, находившаяся в кислоте, оказалась непригодной для дальнейшего использования.

Приведённые результаты промысловых опытов показывают, что в условиях Предкарпатья установка кислотных ванн нецелесообразна.

10.5.1 Влияние способа извлечения продуктов реакции и рецептуры на результаты обработки

Результаты кислотных обработок нефтяных скважин на Долинском и Северо-Долинском месторождениях (средние данные на одну скважино-операцию) представлены в таблице 10.35.

Оценка влияния рецептуры на результат обработки нефтяных скважин проведена на фоне способов извлечения продуктов реакции.

Таблица 10.35 – Влияние рецептуры на результаты кислотных обработок нефтяных скважин

Показатели	Глинокислотная обработка		Солянокислотная обработка	
	с методом переменных давлений с компрессором	с оттеснением и самоизливом	с методом переменных давлений с компрессором	с оттеснением и самоизливом
Количество процессов	14	19	13	7
Успешность, %	36	74	46	71
Градиент пластового давления, МПа/м	0,0092	0,0059	0,0090	0,0088
Дебит скважины до КО, тонн/сут. (приёмистость, $м^3$/сут.)	11,3	9,7	3,7	8,1
Добыча из скважины до КО, тыс. тонн	12,8	17,4	16,7	7,5
Закачано кислоты, $м^3$	9,1	16,0	8,8	14,3
Градиент давления при закачке кислоты, МПа/м	0,0157	0,0150	0,0154	0,0161
Расход, $м^3$/сут.	900	460	390	420
Дебит после КО (нефть), тонн/сут. (приёмистость, $м^3$/сут.)	18,2	26,0	8,9	15,2
Кратность увеличения дебита (приёмистости)	1,6	2,7	2,4	1,9
Прирост добычи нефти в результате КО, тонн (дополнительная закачка, тыс. $м^3$)	735	3800	1900	3200
Длительность работы скважины с повышенным дебитом (приёмистостью), мес.	2,8	9,3	6,8	7,4
Прирост добычи нефти (приёмистости) за 1 месяц работы скважины, тонн (тыс. $м^3$)	110	254	120	200

Из приведённых в таблице 10.35 данных можно заметить, что добавка плавиковой кислоты при обработке нефтяных скважин улучшает результаты обработки в том случае, если продукты реакции не остаются длительное

время в призабойной зоне (при КО с оттеснением и самоизливом), и ухудшает результаты ее, если кислота долго выдерживалась в пласте (КО с методом переменных давлений, освоением компрессором). При длительном оставлении кислоты в пласте предпочтительнее проводить солянокислотную обработку без добавления плавиковой кислоты. В сочетании с технологией оттеснения продуктов реакции в глубину пласта глинокислотная обработка нефтяных скважин становится одним из основных методов воздействия на призабойную зону скважин в Предкарпатье.

Сопоставляя приведённые в таблице 10.35 средние результаты КО с недостаточным количеством стабилизатора (1,5–2,0 % уксусной кислоты или 0,10–0,25 % лимонной) при несвоевременном извлечении продуктов реакции с результатами КО с добавкой 1 % лимонной кислоты, видим, что последние характеризуются в 1,5–2,0 раза большей успешностью и эффективностью.

10.5.2 Влияние технологических параметров на эффективность кислотных обработок

В качестве основных параметров при анализе были рассмотрены объём кислотного раствора, расход и давление при закачке его в пласт.

Из приведённых результатов исследований профилей поглощения вытекает, что применяемые в настоящее время методы расчёта требуемого объёма кислотного раствора исходя из расхода кислоты на 1 м эффективной мощности, в данных условиях неприемлемы. Ведь никогда заранее не известно, раскроется ли трещина, в каком интервале и по какому азимуту будет поглощаться многопластовым разрезом кислотный раствор. Поэтому рациональный объём кислотного раствора в данных условиях рекомендуется устанавливать с учётом результатов обобщения промыслового опыта. В основе более точных расчётов должны лежать результаты лабораторных исследований, касающиеся времени нейтрализации кислоты.

Анализом эффективности КО по накопленным средним выявлены её повышение при росте объёма и темпа нагнетания кислоты и экстремальный характер кривой влияния давления нагнетания на эффективность.

Экстремальный характер кривых влияния давления можно объяснить следующим образом. При меньших давлениях нагнетания кислота поступает в высокопроницаемые зоны пласта и трещины, которые, вероятно, раскрывались и загрязнялись ещё при бурении скважины или при закачке воды, реагируя в основном с загрязняющими трещины частицами глины и соединениями железа, и в меньшей степени – с коренной породой в околотрещинном пространстве. Кроме того, отметим, что с ростом давления несколько увеличивается глубина обработки и охват разреза воздействием. В этих случаях, естественно, следует ожидать большего прироста производительности, чем при поступлении кислоты в слабокарбонатный массив пласта или в трещины, не загрязнённые при бурении и открывающиеся только при очень высоких давлениях в процессе нагнетания пласта.

Установлено, что для рассматриваемых условий снижение объёма кислотных растворов на одну обработку менее 12–14 $м^3$ в нефтяных скважинах и 25–35 $м^3$ в нагнетательных может вызвать ухудшение результата

кислотной обработки. Вместе с тем, дальнейшее увеличение объёма незначительно влияет на улучшение результатов обработки при применяемых расходах в процессе закачки кислоты под давлением.

Наблюдаемое различие оптимальных величин объёмов кислотного раствора при КО нефтяных и нагнетательных скважин вызвано, очевидно, большей степенью и глубиной загрязнения призабойной зоны в последних.

Повышение эффективности КО с ростом расхода отчётливо проявляется при сопоставлении результатов обработок по нагнетательным скважинам. Исходя из этих результатов, а также из сложившегося представления о механизме взаимодействия кислотных растворов с породами и проникновения их при закачке в пласты в данных условиях рекомендуется увеличение расхода при КО до 800 м^3/сут. и выше.

Давление, создаваемое при обработке, должно обеспечить приёмистость скважины в этих пределах. Для условий предкарпатских месторождений при закачке кислотных растворов в скважины с расходом 800 м^3/сут. необходимо создание давлений, достаточных для раскрытия трещин, т.е. обычно обработка будет осуществляться как кислотный разрыв пласта.

При сопоставлении значений параметров обработки по успешным и неуспешным операциям выявлено, что средние параметры по неуспешным обработкам, при которых не получен прирост производительности, были такими же, как и в случаях, в которых достигнута высокая эффективность при успешных обработках. Это может быть вызвано, главным образом, поглощением кислоты непродуктивной частью разреза, неправильным подбором скважин для проведения обработки или недостатками технологии обработки (например, несвоевременным извлечением продуктов реакции).

Следовательно, повышения эффективности обработки необходимо добиваться не только за счёт улучшения её параметров, но и за счёт обоснованного подбора объекта, осуществления поинтервального воздействия и правильного выбора остальных элементов технологии.

10.5.3 Повторные кислотные обработки

Повторные обработки нефтяных скважин были малоэффективными или менее результативными, чем первичные. Повторные обработки нагнетательных скважин проводятся для восстановления их приёмистости. Повторные КО нагнетательных скважин с оттеснением по сравнению с КО с применением метода переменных давлений, как уже указывалось, более эффективны. Обработки с оттеснением, проведённые в третий раз при изменении среднего объёма кислоты от 31 до 50 м^3, позволили увеличить по этой же группе из восьми скважин среднюю приёмистость от 111 до 156 м^3/сут., хотя дополнительная закачка соответственно составляла 17,2 и 10,2 тыс. м^3, т.е. снизилась почти в 2 раза по сравнению с повторными обработками.

Время работы скважины с увеличенной приёмистостью также уменьшилась – 8,4 месяца против 11 месяцев при повторных обработках.

Опыт показал, что достигнутый при увеличении объёмов кислоты уровень приёмистости нагнетательных скважин может поддерживаться кислотными обработками с меньшими объёмами и концентрациями закачиваемой

кислоты, чем в предыдущих обработках. Это представляется возможным потому, что при последующих обработках в слабокарбонатном пласте закачиваемая кислота расходуется на очистку призабойной зоны от привнесенных при нагнетании воды частиц окиси железа и механических примесей и в меньшей степени реагирует с породой. Поэтому при повторных КО для восстановления и поддержания приёмистости скважин в Предкарпатье объёмы кислоты могут быть меньшими, чем при предыдущих обработках.

Таким образом, если цель повторных обработок – повышение приёмистости или дебита скважин, то объём кислоты необходимо увеличивать по сравнению с объёмами при предыдущих обработках, если восстановление приёмистости до прежнего уровня, то объёмы кислотного раствора могут быть даже несколько снижены.

10.5.4 Поинтервальные кислотные обработки

Для увеличения охвата разработкой многопластовых залежей Предкарпатья в ряде случаев применяли поинтервальные обработки. При поинтервальных обработках воздействие на пласт осуществляется снизу вверх с постепенным отделением ранее обработанных интервалов песчано-глинистыми пробками или цементными мостами, а верхних интервалов – пакером. В некоторых случаях вскрытие вышезалегающих продуктивных горизонтов производили только после обработки нижних интервалов.

Применение такой технологии имеет недостатки: большую длительность (несколько месяцев) и высокую стоимость обработки.

При поинтервальных обработках возникают затруднения, связанные и с увеличением давления при закачке жидкостей в пласт. Так, по данным шести поинтервальных обработок в нефтяных скважинах средний градиент давления при закачке кислоты составил 0,0194 МПа/м, а по 16 нагнетательным скважинам – 0,0185 МПа/м, что на 10–20 % выше средних градиентов при обработке всего разреза.

Опыт показывает, что после поинтервальных обработок происходит изменение профиля приёмистости и увеличение закачки по сравнению с приёмистостью окружающих скважин. Например, в скважине № 100 Стр были вскрыты совместно менилитовые и эоценовые отложения в интервале 2356–2540 и 2741–2812 м. После поинтервальной обработки эоценовых отложений приёмистость скважин увеличилась от 70 до 150 $м^3$/сут. и по данным исследования расходомером установилась на уровне 121 $м^3$/сут. в эоценовой залежи и 29 $м^3$/сут. в менилитовых. Для увеличения приёмистости менилитовых отложений проведена поинтервальная кислотная обработка с помощью сдвоенных пакеров, после чего приёмистость скважины увеличилась до 230 $м^3$/сут., а нагнетаемая вода стала поглощаться менилитовой частью разреза. Поэтому можно считать, что проведение поинтервальных обработок ещё не позволит полностью решить вопрос увеличения выработки запасов по разрезу.

Таким образом, только путём комплексного решения проблемы применения поинтервальной обработки и внедрения одновременно раздельной закачки можно будет добиться увеличения охвата залежей разработкой.

Глава 11.
ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

В некоторых случаях в процессе освоения скважин прибегают к гидравлическому разрыву пласта с целью увеличить (или оценить возможности) поступление углеводородов из пласта в скважину.

11.1 Основные принципы проведения процесса

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это метод образования новых трещин или расширение существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Чтобы обеспечить высокую проницаемость, трещины наполняют закрепляющим агентом, например, кварцевым песком или проппантом. Под действием горного давления закреплённые трещины смыкаются не полностью, в результате чего увеличивается фильтрационная поверхность призабойной зоны пласта (ПЗП), а иногда включаются в работу и зоны пласта с лучшей проницаемостью.

Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости с поверхности, становится больше локального горного давления. Образование новых трещин характеризуется резким снижением давления на устье скважины на 3–7 МПа. Раскрытие существующих трещин происходит при постоянном давлении или его незначительном увеличении. В обоих случаях возрастает коэффициент приёмистости скважины, который после ГРП должен увеличиться как минимум в 3–4 раза, что считают критерием возможности закрепления трещин песком.

Трещины ГРП в неглубоких (до 900 м) скважинах имеют горизонтальную ориентацию, а в глубоких – вертикальную, наклонную, близкую к вертикальной. Трещины развиваются в той плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т.е. наименьшее горное давление. Например, направление развития трещин на деформированных антиклинальных складках преимущественно совпадает с направлением короткой оси.

ГРП применяют в любых породах, кроме пластичных сланцев и глин. *Это метод не только восстановления природной продуктивности скважин, но и значительного её увеличения.*

Применяемые технологии обычных ГРП ньютоновскими жидкостями предполагают закрепление трещин (около 5–10 тонн песка при концентрации 50–200 кг/м^3) и обеспечивают 2–3-кратное увеличение текущего дебита нефтяных, газовых или приёмистости нагнетательных скважин в низкопроницаемых пластах с загрязнённой призабойной зоной.

С увеличением количества песка до 20 тонн проводят глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который содействует значительному увеличению фильтрационной поверхности, изменяет характер

притока жидкости от радиального до линейного с подключением новых зон пласта, изолированных вследствие макронеоднородности. Трещины такого ГРП достигают 100–150 м в длину при ширине 10–20 мм.

Технологии мощных ГРП (МГРП) осуществляются неньютоновскими жидкостями – гелями, которые обладают очень большой кажущейся вязкостью, меньшими гидравлическими потерями и высокой несущей способностью закрепляющего агента – керамического проппанта (до 1000 кг/м^3), обеспечивают увеличение проводимости широких закреплённых трещин в несколько раз по сравнению с обычным ГРП. Увеличение проводимости трещин МГРП достигается за счёт значительного повышения концентрации закрепляющего агента до 300–800 кг/м^3 в гелях, а общее количество закрепляющего агента может оставаться на уровне 6–20 тонн. Продолжительность эффекта увеличения дебита скважин после МГРП обычно составляет 1,5–3,0 года.

В газоносных пластах проницаемостью до 0,001 мкм^2 применяют массивный ГРП высоковязкими гелями, во время которого развиваются трещины длиной до 1000 м, закреплённые проппантом в количестве до 300 тонн. Массивный ГРП – дорогостоящий, поэтому он предусмотрен в смете строительства скважины и увеличивает её стоимость на 50 %.

При мощных и массивных ГРП используют дорогостоящую технику, при обычных ГРП могут применяться отечественные техника и материалы (жидкости, закрепляющие агенты, пакеры, оборудование устья).

Сравнение показателей эффективности обычных ГРП и МГРП, а также стоимости этих процессов сведетельствует, что, несмотря на значительно меньшую добычу нефти после обычных ГРП, экономически они вполне конкурентоспособны вследствие в несколько раз меньшей стоимости.

При обычных ГРП фильтрующейся жидкостью развиваются глубокие (50–100 м) трещины небольшой ширины (3–5 мм) вглубь продуктивного пласта (а не вверх или вниз, как при МГРП гелями). При этом практически не возникают ситуации выпадания закрепляющего агента («tip screen out») или упаковки трещины, сопровождающейся ростом давления до допустимого («frac pack»). После этого в стволе скважины остаётся большая пробка закрепителя. Таким образом, обычные ГРП фильтрующими жидкостями имеют хорошие технико-экономические показатели, осуществляются с меньшими осложнениями и их следует применять в дальнейшем наряду с новыми технологиями.

Технология обычных ГРП осуществляется по следующей схеме. Для проведения обычных ГРП в скважину на НКТ спускают пакер, который делит её ствол на две части и защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от высокого давления. Устье скважины обустраивают арматурой (например, 2АУ-700) на рабочее давление до 70 МПа. Все насосные агрегаты (до 10) для нагнетания жидкостей ГРП (например, 4АН-700) обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифольда (1БМ-700). Жидкости для ГРП транспортируют автоцистернами вместимостью по 20 м^3 либо сливают в стационарный резервуар (по 50 м^3) общей вместимостью 100–300 м^3. Вспомогательные насосные агрегаты (ЦА-320М) закачи-

вают жидкость в пескосмеситель (4ПА), из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с песком направляются на выход насосных агрегатов (4АН-700) для нагнетания в скважину.

Чтобы провести ГРП, из скважины поднимают НКТ и другое глубинное оборудование (насосное, газлифтное), шаблонируют эксплуатационную колонну, спускают пакер на НКТ и опрессовывают их. Процесс ГРП начинается с проверки приёмистости скважины при наименьшем расходе жидкости разрыва, которую постепенно увеличивают, например, от 250 до 450, 900, 1500 м^3/сут., вплоть до значения, при котором обеспечивается закрепление трещин (2000–3000 м^3/сут.). Далее нагнетают жидкость-песконоситель обычно концентрацией песка C_n = 50–200 кг/м^3. Концентрация зависит от вязкости жидкости. В завершение процесса необходимо вытеснить смесь жидкости с песком из ствола скважины в пласт продавливающей жидкостью и закрыть НКТ, пока давление в скважине не снизится до атмосферного. После поднимают НКТ с пакером и спускают глубинное оборудование для эксплуатации скважины. Обычные ГРП проводят ньютоновскими жидкостями. Для проведения обычных ГРП требуется закрепляющий агент (кварцевый песок) в количестве Q_{nc} = 10 ÷ 20 тонн, фракции 0,6–1,0 мм, жидкость разрыва пласта V_p = 10 ÷ 30 м^3, жидкость-песконоситель V_n = 100 ÷ 300 м^3, жидкость для продавливания в пласт V_{np} песконосителя в объёме той части полости скважины, по которой поступают жидкости. Небольшую часть жидкости-песконосителя без закрепителя, нагнетаемую после жидкости разрыва для предварительного раскрытия трещин, называют *буферной жидкостью*.

Жидкость разрыва пласта должна:

- быть совместимой с пластовыми флюидами;
- хорошо фильтроваться в низкопроницаемую породу;
- не уменьшать её проницаемости;
- не греть;
- быть доступной и недорогостоящей.

Поэтому часто используют водные растворы ПАВ.

Жидкость-песконоситель должна:

- быть совместимой с пластовыми флюидами;
- иметь свойство удерживать песок;
- плохо фильтроваться сквозь поверхность трещин;
- не гореть;
- быть доступной и недорогостоящей.

Для обычных ГРП применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % ПАВ и полимеров (ПАА, КМЦ, ССБ).

Для глубокопроницаемых ГРП по технологии института «ВНИИнефть» (С.В. Константинов) применяют неньютоновские жидкости с динамической вязкостью 50–200 мПа · с при скорости сдвига 650–1100 с$^{-1}$ (q = = 2100 ÷ 3500 м^3/сут.) и температуре 20 °С не менее 8 часов, стабильные (2 часа) при пластовой температуре. Также институтом «ВНИИКРнефть» предложена рецептура на водной основе, содержащая 1,0–2,5 % КМЦ, 1–3 %

хроматов, 0,2–0,7 % лигносульфата, 0,75–2,1 % соли хлорноватой кислоты, которая применяется для пластовых температур 60–150 °С. Новые типы песконосителей разработаны в Украине. Продавливающая жидкость должна быть маловязкой и не гореть. Обычно применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % ПАВ. Для закрепления трещин в скважинах глубиной до 3000 м, как установлено практикой, пригоден кварцевый песок. В скважинах большой глубины, где обычно горное давление превышает 50–70 МПа, следует использовать более крепкие закрепители-проппанты.

11.2 Промысловые исследования процесса ГРП

11.2.1 Исследование профилей поглощения

При проектировании и для интерпретации результатов обработки призабойной зоны большой мощности на многопластовых месторождениях необходимо иметь представление о характере проникновения рабочих жидкостей в продуктивные пласты.

При исследованиях изменения профилей приёмистости сводовых скважин месторождений с изменением давления нагнетания установлено, что с увеличением давления и расхода нагнетаемой жидкости происходит увеличение охвата разреза заводнением за счёт увеличения эффективной мощности (расширения интервалов поглощения) и вследствие включения в работу новых интервалов. Подобное следует, очевидно, ожидать и при закачке кислоты с высокими расходами, поэтому с целью увеличения охвата разреза кислотным воздействием надо стремиться увеличивать расход и давление.

Исследование профилей поглощения до и после 8 гидроразрывов и 16 кислотных обработок, проведённых в 24 нагнетательных скважинах Долинского и Северо-Долинского месторождений методом термометрии и расходомером, показало, однако, что после операций, как правило (79 % случаев), профиль приёмистости не изменился (охват по мощности до 30 %), хотя приёмистость отдельных интервалов значительно увеличивается. При этом успешность операций составила 90 %, а дополнительная закачка на одну обработку – 45,4 тыс. м^3.

На рисунке 11.1 приведены профили приёмистости скважин №№ 270 Д и 260 Д Долинского месторождения до ГРП и после него.

Скважина № 270 Д, в интервале 2850–2950 м оборудованная фильтром, вскрыла выгодские отложения. Данные о ГРП приведены в таблице 11.1.

Как видно из рисунка 11.1, основная трещина образовалась в интервале 2907–2913 м, поглощающем 155 м^3/сут. (47 % всей закачиваемой воды). Одновременно произошло увеличение приёмистости остальных поглощающих пластов в 3–4 раза, свидетельствующее об их очистке, а возможно, и об образовании неглубоких трещин. Следует отметить, что пласт в интервале 2905–2913 м состоит из прослоев песчаников и алевролитов, которые по геофизическим данным не характеризуются максимальной проницаемостью, равной здесь $(1{,}4 \div 3{,}4) \cdot 10^{-3}$ мкм^2. В то же время в разрезе имеются пласты с большей проницаемостью $(5 \div 7) \cdot 10^{-3}$ мкм^2 в интервалах 2892–2895 и 2897–2903 м, приёмистость которых значительно меньше. Такое большое увеличение приёмистости в интервале 2905–2916 м вызвано, оче-

видно, образованием высокопроницаемой трещины.

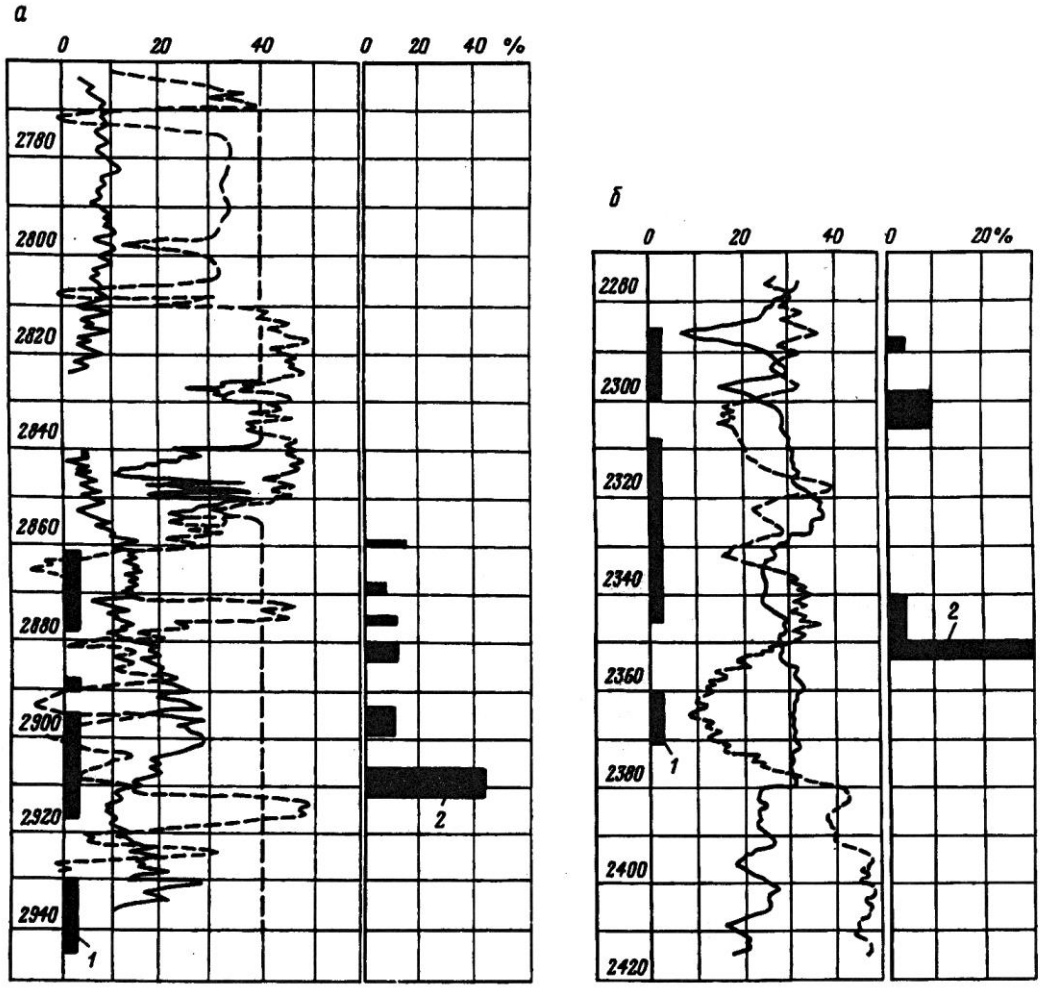


Рисунок 11.1 – Профили поглощения нагнетательных скважин до ГРП и после него:
а – скважина № 270 Д; *б* – скважина № 260 Д;
1 – по данным термометрических исследований до ГРП;
2 – исследование расходомером после ГРП

В скважине № 260 Д, обсаженной фильтром в интервале 2260–2440 м, проведено два ГРП. При первом в пласт закачано 10,2 тонн песка, при втором – 7,2 тонн. После ГРП приёмистость увеличилась от 150 до 230–280 $м^3$/сут. и дополнительная закачка составила 75 тыс. и 176 тыс. $м^3$ воды соответственно. Трещина образовалась в кровле пласта песчаника в интервале 2350–2353 м, вмещающем около 50 % всей закачиваемой воды. Поскольку ниже, до 2376 м, простирается мощный пласт песчаника, то можно полагать, что трещина направлена вниз. Таким образом, даже при столь большой вскрытой мощности и многопластовости трещины образуются обычно в одном пласте.

Для выявления мест поступления кислоты и оценки эффективности охвата по мощности кислотным воздействием при градиентах давления 0,0144–0,0180 МПа/м в четырёх скважинах были сняты термограммы через 2–3 часа после окончания закачки её в пласт. В нефтяной скважине № 74 СД

термометрия проведена после закачки в пласты 11,4 м^3 кислотного раствора при расходе 260 м^3/сут. и градиенте давления 0,0160 МПа/м. В нефтяных скважинах кислота поглощалась несколькими пластами общей мощностью 5–27 м, а в нагнетательных – после закачки кислоты профиль приёмистости не изменился.

Обобщая результаты исследований, приходим к выводу о необходимости применения в данных условиях поинтервальных обработок.

11.2.2 Исследование процессов раскрытия и развития трещин

Раскрытие трещин при нагнетании жидкости в скважину принято изучать по индикаторным кривым. Для нагнетательных скважин индикаторные кривые строят по результатам исследования при установившихся режимах. В процессе кислотной обработки и ГРП, когда закачка в скважину происходит всего в течение нескольких (2–4) часов, представляет интерес установление промежутка времени, достаточного для получения в рассматриваемых условиях квазиустановившегося режима поглощения. Многочисленные исследования приёмистости в Предкарпатье показали, что при расходе 225 м^3/сут. это время обычно не превышает 8–15 мин., а с увеличением расхода в 2–4 раза может иногда возрастать. О плохой связи скважин с пластом можно судить по наблюдениям темпа снижения давления после прекращения закачки жидкости в скважины. Для перераспределения давлений требуется много времени, и поэтому темп снижения его в скважинах невысок. Например, в скважине № 603 Д давление снизилось от 19 до 15 МПа за 30 мин., а в скважине № 616 Д – от 21 до 20 МПа за 40 мин.

Многократное (в 6–10 раз) увеличение коэффициентов приёмистости при давлении на устье 19–21 МПа по сравнению с приёмистостью при давлениях закачки 15 МПа свидетельствует о раскрытии трещин.

О поведении пластов при их эксплуатации можно судить, сопоставляя индикаторные кривые скважин Долинского месторождения, снятые при отборе и нагнетании, приведённые на рисунке 11.2.

Приведённые примеры подтверждают мнение о низкой проницаемости пород призабойной зоны и незначительной фильтруемости в пласт маловязких жидкостей (воды) через стенки скважины и поверхности раскрывшихся трещин и указывают на возможность раскрытия трещин при кислотных обработках и ГРП, проводимых даже при невысоких (200–300 м^3/сут.) расходах.

Изменение приёмистости скважин при высоких расходах можно проследить по индикаторным кривым ГРП, характерным для местных условий, приведённым на рисунках 11.3 и 11.4 (см. также табл. 11.1), которые анализировали по данным 15 ГРП.

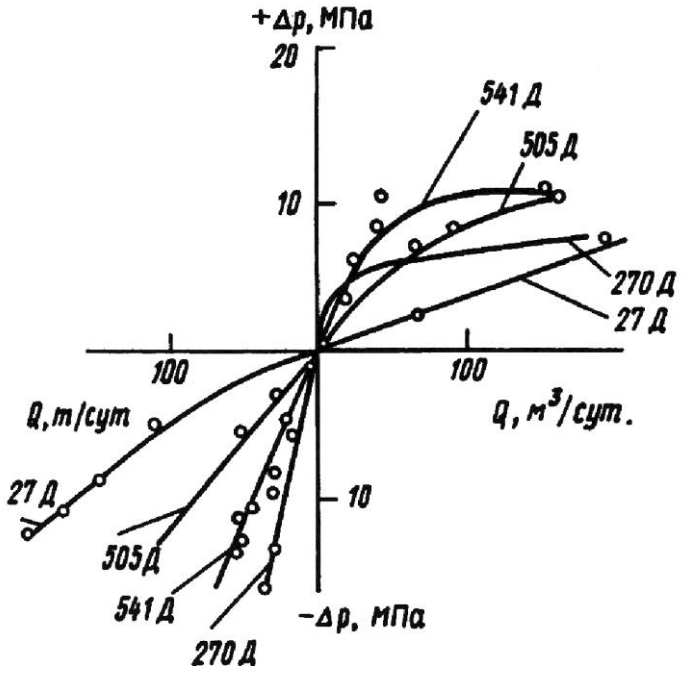


Рисунок 11.2 – Индикаторные кривые скважин Долинского месторождения, снятые при отборе и нагнетании:
Q, тонн/сут. – дебит при эксплуатации; *Q*, м^3/сут. – приёмистость при нагнетании;
+ Δ*p* – репрессия на пласт; – Δ*p* – депрессия на пласт.
Цифры у кривых – номера скважин

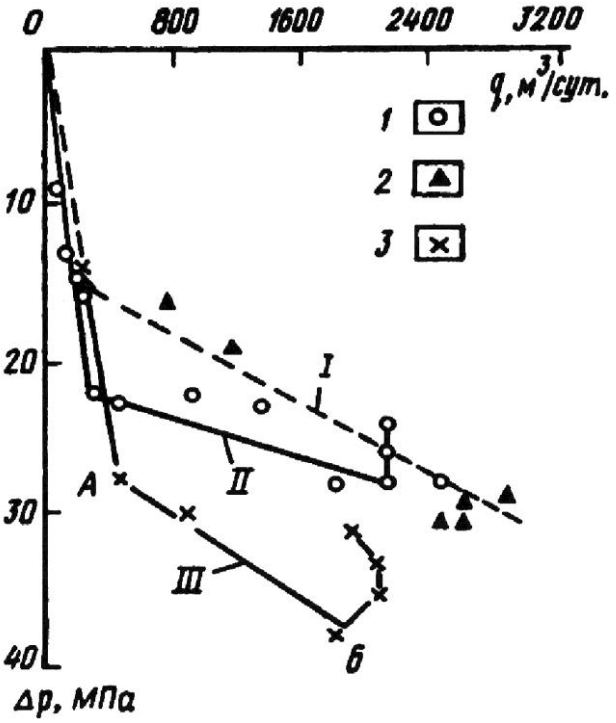


Рисунок 11.3 – Индикаторные кривые ГРП:
I – скважина № 604 Д; *II* – скважина № 270 Д; *III* – скважина № 203 Д;
1, 2, 3 – режимы, при которых производилась закачка песка в пласт;
Δ*p* – репрессия на пласт при ГРП; *q* – расход жидкости

Таблица 11.1 – Параметры ГРП в нагнетательных скважинах

Номер скважины	Глубина, м	Толщина, м	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Закачано воды, м^3	Закачано песка, тонн	Снижение давления, МПа	Градиент давления в начале снижения, МПа/м	Расход во время снижения, м^3/сут.	Приёмистость, м^3/сут.		Продолжительность эффекта, мес.
									до ГРП	после ГРП	
604 Д	1820	78	3,9	349	9,0	–	–	–	10	44	27
270 Д	2900	51	7,5	258	5,0	4,0	0,0180	1800	46	85	63
203 Д	2950	69	3,5	414	1,7	5,4	0,0215	2100	45	105	26
505 Д	2250	50	3,0	92	–	2,0	0,0210	1800	80	не определены	
505 Д'	2250	50	3,0	214	–	3,0	0,0197	2800	80	211	37
549 Д	2950	16	1,5	457	10,5	6,0	0,0227	1800	50	150	13
282 Д	2925	60	0,7	270	1,7	7,0	0,0205	1800	не принимала		–

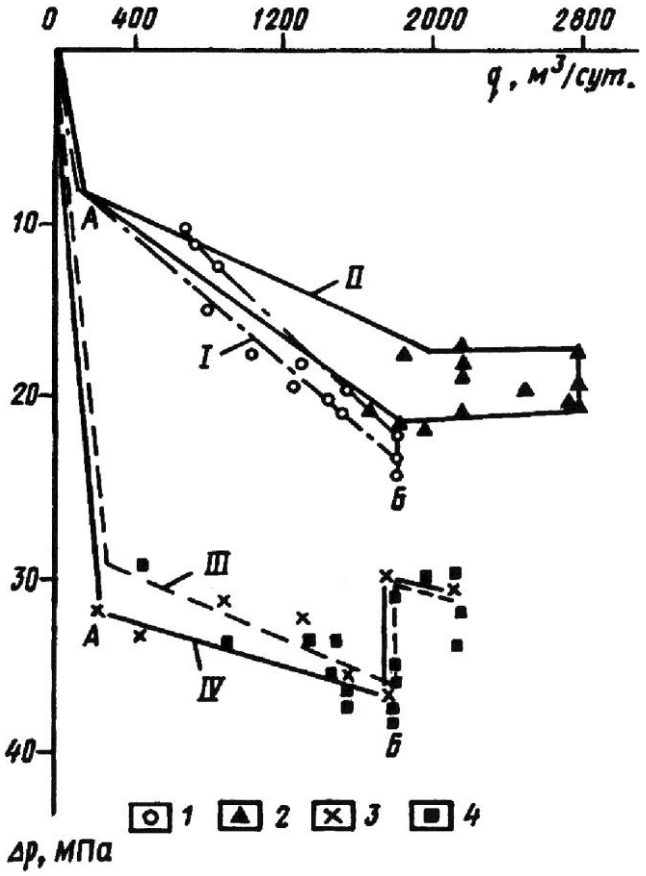


Рисунок 11.4 – Индикаторные кривые ГРП:
I, II – скважина № 505 Д; *III* – скважина № 549 Д; *IV* – скважина № 282 Д;
1, 2, 3, 4 – режимы, при которых производилась закачка песка в пласт;
Δp – репрессия на пласт при ГРП; q – расход жидкости

Анализ индикаторных кривых ГРП (кривые «давление – расход») показывает, что изменение забойного давления происходит по-разному. В одних случаях на протяжении всего ГРП наблюдается только рост давления (см. рис. 11.3, кривая *I*), а в других – его снижение. Снижение давления иногда происходит медленно (см. рис. 11.3, кривые *II*, *III*; рис 11.4, кривая *II*), а в некоторых случаях очень быстро, скачком (см. рис. 11.4, кривые *I*, *III*, *IV*).

Параметром, с помощью которого управляли процессом ГРП, в рассмотренных случаях являлся расход. В связи с этим индикаторные кривые разделим на несколько областей, соответствующих определённым диапазонам расхода.

При изменении расхода в пределах первого диапазона (интервал 0 – *А*) происходит рост забойного давления до значения, достаточного для раскрытия естественных трещин. На рисунках этот участок кривой по причинам, вызванным величиной масштаба, показан условно прямым. Во втором диапазоне расхода (интервал *А* – *Б*) дальнейшее его увеличение вызывает пропорциональный рост давления. В этом диапазоне раскрытия новых трещин и развития существующих, по-видимому, не происходит. Поэтому давление в точке *А* близко к давлению, при котором заканчивается процесс открытия естественных трещин в пласте.

Индикаторные кривые, на которых наблюдается только рост давления на протяжении всего ГРП, получены по большинству процессов, особенно (73 %) в скважинах, эксплуатирующих менилитовые и манявские отложения. В этих процессах среднее количество песка на одну операцию наибольшее, средний расход также высок по сравнению с другими типами процессов. Имелись случаи, когда в скважины закачивали 7–17 тонн песка (см. рис. 11.3, скважина № 604 Д) без заметного повышения давления на устье, что возможно только при наличии очень развитой системы естественных трещин большой ёмкости. В то же время, несмотря на закачку столь больших объёмов песка, показатели эффективности этих процессов очень низкие. По-видимому, это вызвано тем, что стенки трещин закупорены битумом и минеральным заполнителем или раскрывались в аргиллитах и поэтому малопроницаемы. Всё это очень усложняет выбор эффективных методов интенсификации по названным залежам.

В ряде случаев на индикаторных кривых за участком кривой *А – Б* наблюдается медленное снижение давления. Это отмечается при постоянном расходе без закачки песка (см. рис. 11.3, кривая *II,* скважина № 270 Д; рис. 11.4, кривая *II,* скважина № 505 Д), а также при наращивании расхода на скважине № 203 Д (см. рис. 11.3, кривая *III*). Начало снижения давления наблюдалось, например, по скважине № 270 Д на 40-й минуте от начала процесса после закачки в пласт 60 м^3 воды и 2 тонн песка при концентрации песка около 30 кг/м^3 и расходе воды 1800 м^3/сут. Снижение давления происходило в течение 50 мин. По скважине № 203 Д снижение давления началось на 30-й минуте от начала ГРП после закачки 30 м^3 воды без песка. В конце этого процесса в пласт было закачано 1,7 тонн песка при расходе 2050 м^3/сут. и значительно меньшем давлении. Медленное снижение давления происходило в шести операциях ГРП, из них в четырёх после закачки 1,2–2,0 тонн песка и в двух во время закачки воды. Медленное снижение давления происходило после закачки в пласт больших объёмов жидкости, преимущественно с песком, и при значительных расходах. Причиной этого, по-видимому, являются размыв и унос из уже открытых при данных давлениях трещин загрязняющего материала и их абразивная очистка. Одновременно происходит и закрепление трещин, что повышает эффективность процессов.

Интересно отметить, что медленное снижение давления в процессе ГРП отмечалось в основном в скважинах, проведённых на выгодские отложения, т.е. там, где коллекторские свойства пласта лучше и пласты более выдержаны по мощности.

В некоторых случаях в процессе проведения ГРП при достижении определённой величины расхода и давления наблюдается резкое падение давления при постоянном расходе после закачки в пласт небольшого количества жидкости без песка, т.е. происходит скачок давления. При этом, по-види-мому, создаются новые трещины в результате разрыва или расслоения пласта.

Скачок давления после закачки незначительных объёмов воды возможен только в том случае, если пропускная способность системы открывающихся в интервале расхода 0 – *А* трещин очень ограничена. Действительно, в шести скважинах из восьми, по которым замечен скачок давления, до ГРП приёмистость практически отсутствовала.

Почти во всех случаях, где наблюдались скачки давления, пропорциональный рост давления в интервале *А – Б* в итоге приводил к созданию на забое давления, достаточного для получения скачка (см. рис. 11.4, кривая *IV*). Но иногда забойное давление увеличивалось постепенно при постоянном расходе. Такая картина наблюдалась при закачке в пласт воды в процессе ГРП на скважине № 505 Д (см. рис. 11.4), где давление возросло на 1 МПа при расходе 1800 м^3/сут. после закачки в пласт 14 м^3 воды. Скачок произошёл при градиенте давления 0,021 МПа/м (градиент давления определялся как частное от величины забойного давления, делённой на среднюю глубину залегания вскрытых продуктивных горизонтов). В дальнейшем производили снижение расхода, при котором было отмечено уменьшение забойного давления, что свидетельствовало об очистке трещин и приобщении новой площади фильтрации.

Интересно поведение этой скважины во время проводимого через четыре дня повторного ГРП (см. рис. 11.4, кривая *II*) при значительно больших расходах, который можно рассматривать как продолжение первого процесса. В этом процессе рост давления с увеличением расхода был меньшим, чем при первом ГРП. Максимально достигнутый градиент давления составил 0,0197 МПа/м. При этом градиенте давления в точке, соответствующей расходу 1800 м^3/сут., при котором ранее имел место скачок давления, теперь отмечается резкий изгиб кривой, а в точках, соответствующих расходу 2800 м^3/сут., наблюдается медленное снижение давления на 3 МПа. По-видимому, в процессе ГРП в скважине № 505 Д наблюдалось создание трещин, а затем, при больших расходах, – их развитие и очистка.

Рост давления при постоянном расходе отмечался ещё в нескольких операциях ГРП. Например, на скважине № 269 Д после достижения расхода 1600 м^3/сут. давление стало повышаться и возросло на 3 МПа после закачки в пласт 22 м^3 воды.

Рост давления при постоянном расходе представляется возможным в том случае, если открытая ранее система трещин не в состоянии пропустить объём жидкости, закачиваемой при ГРП. Сопоставляя данные о прочности на разрыв пород, подвергаемых ГРП, с величинами наблюдаемых скачков давления, можно прийти к выводу, что там, где прочность породы и величина скачка давления одинакового порядка и составляют 6–8 МПа, происходит собственно разрыв пласта, а там, где величина скачка давления значительно меньше (2–4 МПа) по сравнению с прочностью пород на разрыв (6–8 МПа), происходит расслоение пород по напластованию. Первое замечено по четырём процессам (например, в скважине № 282 Д), второе также наблюдалось в четырёх операциях ГРП (например, в скважине

№ 505 Д).

Характерно, что среднемесячная дополнительная закачка по процессам, где произошёл собственно разрыв пласта, составляет 1,22 тыс. м^3 воды, а по процессам, где имело место только расслоение трещин, – 0,85 тыс. м^3. Эффективность процессов со скачком и снижением давления значительно выше по сравнению с процессами, где отмечен только рост давления. Процессы со снижением давления происходили при наибольших расходах со скачком давления при наивысших давлениях.

В таблице 11.2 приведены сведения о давлениях начала раскрытия трещин и максимальных давлениях при закачке жидкостей, полученные на основе обобщения опыта гидравлических разрывов пласта и кислотных обработок в процессе проведения работ в Долинском нефтепромысловом районе. Эти давления составляют 0,60–0,85 от полного горного давления, как и в Урало-Поволжье. Средние градиенты давления определены по 20–70 операциям каждого типа.

Таблица 11.2 – Градиенты давления при закачке жидкости на месторождениях Предкарпатья

Наименование операции	Число обработок	Условия, при которых зафиксирован градиент давления нагнетания	Градиент давления нагнетания, 10^{-2} МПа/м		Градиент пластового давления, 10^{-2} МПа/м
			пределы изменения	среднее значение	
Гидравлический разрыв пласта нефтяных и нагнетательных скважин	61	$p = p_0$	1,21–2,19	1,59	0,90
		$p = p_1$	1,42–2,25	1,83	
		$p = p_2$	1,62–2,26	1,91	
То же, только по нефтяным скважинам	41	$p = p_0$	1,21–2,02	1,57	0,90
		$p = p_1$	1,42–2,16	1,82	
То же, только по нагнетательным скважинам	20	$p = p_0$	1,25–2,19	1,62	0,90
		$p = p_1$	1,52–2,25	1,85	
Кислотные обработки и разрывы пласта нефтяных скважин	76	$p = p_2$	1,17–2,20	1,56	0,91
То же, по нагнетательным скважинам	70	$p = p_2$	1,42–2,00	1,73	0,92

Примечания.

1. Условные обозначения: p_0 – давление, зафиксированное в начале раскрытия трещин при коэффициенте приёмистости $K = K_0$ и расходе около 250 м^3/сут.; p_1 – давление при $K = 4 \cdot K_0$; p_2 – наибольшее давление, зафиксированное при проведении операций.
2. Среднеквадратическое отклонение от среднего значения градиента давления нагне-

тания в указанных случаях составляет $(0{,}16 \div 0{,}25) \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

Градиент давления при кислотном воздействии, как видно из приведённых данных, изменяется в тех же пределах, что и градиент давления начала раскрытия трещин.

Обобщая изложенное, приходим к выводу, что при кислотном воздействии, осуществляемом даже при низких расходах, может происходить раскрытие трещин, обусловливающее проникновение кислоты в пласт не только через стенку скважины, но и через стенки трещин.

11.1.3 Оценка ориентации трещин, образующихся при закачке жидкостей в пласт

Так как достоверность выводов об ориентации трещин на основе геофизических измерений недостаточна и проведение непосредственных измерений для оценки ориентации трещин в данных условиях невозможно, были применены косвенные методы. При этом учитывалось следующее:

- изменение давления раскрытия трещин с изменением пластового давления или сдвиг индикаторных кривых по методике Ю.П. Желтова;
- характер изменения давления при развитии трещин с увеличивающимся или постоянным расходом;
- сведения о форме структуры, условиях её образования, характере нарушений, трещиноватости пород;
- исследование давления раскрытия трещин, оценка горного давления.

Из приведённых на рисунке 11.5 зависимостей видно, что при снижении пластового давления при повторных ГРП в тех же скважинах забойное давление уменьшается (скважины №№ 31 Стр и 207 Д), а при повышении увеличивается (скважина № 260 Д). При постоянном пластовом давлении давление нагнетания остаётся практически постоянным (скважина № 505 Д). Такое изменение давления раскрытия трещин характерно, по Ю.П. Желтову, для образования вертикальных (наклонных) трещин.

Изучение изменения давления при постоянном и возрастающем во времени расходе при проведении ГРП позволило выявить в 19 случаях из 69 обследованных процессов снижение давления, характерное для вертикальной ориентации трещин. После раскрытия трещин скважины поглощают при больших расходах (до 3500 $м^3$/сут.) без заметного увеличения давления на забое, что также характерно для случаев вертикальной ориентации раскрывающихся трещин. По керновому материалу в данных условиях преобладает направление естественной трещиноватости песчаников перпендикулярно напластованию, т.е. близко к вертикальному.

Формирование нефтеносных складок в Долинском нефтепромысловом районе происходило при горизонтальных перемещениях – надвиге их на тортоно-сарматские отложения Внешней зоны Предкарпатского передового прогиба. Складки разбиты многочисленными, в основном поперечными, нарушениями сбросового типа. В таких условиях, по теории Хабберта и Виллиса, наименьшее тектоническое напряжение направлено вдоль длинной оси складки, и тогда вероятная ориентация трещин параллельна направлению

естественных сбросов, т.е. вертикальная или близкая к вертикальной. Таким образом, плоскость раскрывающихся при ГРП трещин перпендикулярна наименьшему горизонтальному напряжению, направленному здесь вдоль длинной оси складки, и совпадает с основным направлением сбросов.

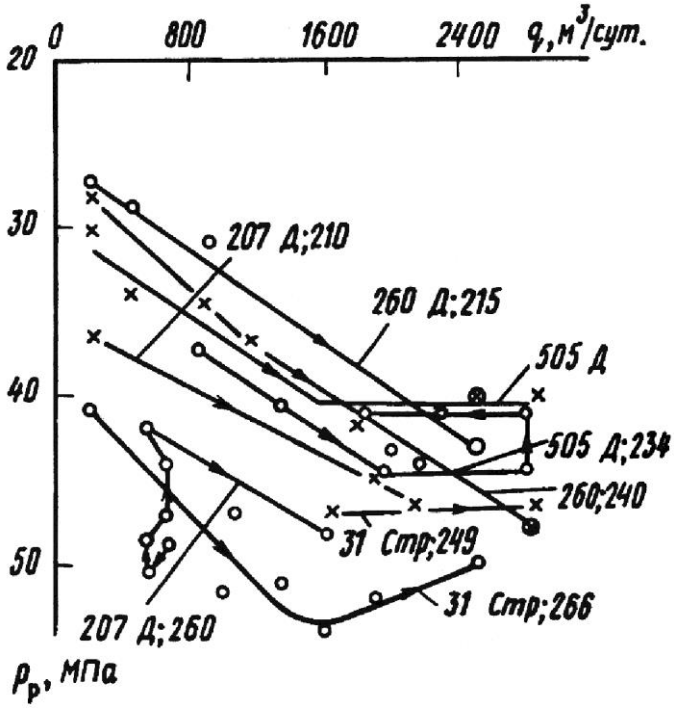


Рисунок 11.5. Индикаторные кривые повторных ГРП при изменении пластового давления:

$p_р$ – давление на забое при ГРП; q – расход жидкости.

Первая цифра у кривой указывает номер скважины, вторая – пластовое давление, МПа

Наконец, привлечём сведения о давлении раскрытия и развития трещин по фактическим данным (см. табл. 11.2), из которых видно, что давление разрыва всегда меньше горного давления и равно 0,60–0,85 от его расчётной величины (в среднем 0,71), т.е. близко к таковому в скважинах месторождений Татарии и Башкирии.

На основании изложенного можно судить о вертикальной или близкой к вертикальной ориентации трещин, раскрывающихся при нагнетании жидкости в продуктивные пласты Долинских месторождений.

Для накопления данных о влиянии пластового давления на давление раскрытия трещин при ГРП необходимы длительное время и проведение повторных процессов. Ниже приведена оценка взаимосвязи этих величин по данным ГРП в различных скважинах с использованием методов математической статистики.

Для этой цели используем методику Ю.П. Желтова, согласно которой в случае образования вертикальных (наклонных) трещин давление разрыва будет изменяться с изменением пластового давления.

$$\text{grad}\,\Delta p_p = \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \cdot \text{grad}\,\Delta p_{пл}, \qquad (11.1)$$

где $\text{grad}\,\Delta p_p$ – изменение градиента забойного давления при ГРП, МПа/м; $\text{grad}\,\Delta p_{пл}$ – изменение градиента пластового давления в скважине, МПа/м; ν – коэффициент Пуассона.

При сопоставлении давлений последовательно проведённых ГРП в скважине № 207 Долинского месторождения выявлено, что изменение пластового давления на 6,6 МПа вызывало изменение фактического давления раскрытия трещин на 2,7 МПа. Снижение давления раскрытия трещин с падением пластового давления зафиксировано также в скважинах №№ 31 Стр (Струтынь), 24 СД и др. (рис. 11.5).

На рисунке 11.6 показаны зависимости средней величины градиента давления начала раскрытия трещин p_0 и градиента давления p_{p4} при четырёхкратном увеличении коэффициента приёмистости скважины от величины среднего пластового давления по данным 60 ГРП нефтяных и нагнетательных скважин в Долинском нефтепромысловом районе. Следует отметить, что при исследовании тесноты связи между градиентами p_0, p_{p4} и $p_{пл}$ установлена величина коэффициента корреляции между указанными величинами, равная 0,34. Поскольку величина давления раскрытия трещин зависит ещё от целого ряда факторов (тектонических сил, условий вскрытия и т.д.), здесь и в любых других условиях трудно надеяться на существование более тесных связей. Тем не менее в данном случае и вообще эти зависимости представляют значительный интерес для выявления тенденции изменения давления разрыва и, таким образом, подтверждают высказанную гипотезу о вероятном направлении трещин.

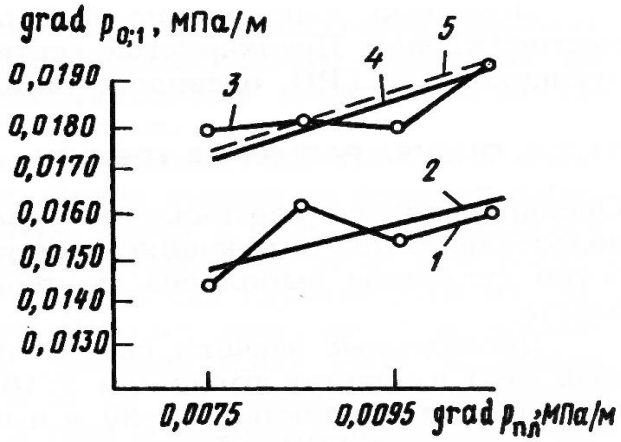


Рисунок 11.6. Зависимость давления нагнетания при ГРП от пластового давления:
1 – по фактическим данным ГРП при давлении начала раскрытия трещин;
2 – эмпирическая кривая ($p_0 = 0{,}0107 + 0{,}53 \cdot p_{пл}$);
3 – по фактическим данным ГРП при $K_1 = 4 \cdot K_0$;
4 – эмпирическая кривая ($\text{grad}\,\Delta p_1 = 0{,}0122 + 0{,}68 \cdot \text{grad}\,\Delta p_{пл}$);
5 – $p_1 = \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \cdot p_{пл}$ при $\nu = 0{,}25$

Из рисунка 11.6 видно, что линия 4 зависимости $\text{grad}\,\Delta p_1 = 0{,}0122 + 0{,}68 \cdot \text{grad}\,\Delta p_{пл}$, рассчитанная методом наименьших квадратов по опытным данным тех же 60 ГРП, и линия 5, рассчитанная по зависимости (11.1), практически совпадают, т.е. подтверждается вертикальная ориентация трещин, раскрывающихся в данных условиях. Подтверждением высказанного мнения может быть и то, что после раскрытия трещин, создаваемых при ГРП без заметного изменения давления на забое, скважины поглощают при очень высоких расходах (до 3500 м^3/сут.). Такое явление согласно используемой теории ГРП должно наблюдаться и при вертикальной ориентации раскрывающихся трещин.

Таким образом, можно использовать зависимость (11.1) для оценки влияния пластового давления на давление разрыва. Например, при изменении градиента пластового давления на 0,002 МПа/м (в скважине глубиной 3000 м это соответствует изменению пластового давления $3000 \cdot 0{,}002 = 6$ МПа) фактически градиент давления разрыва изменится следующим образом:

$$\text{grad}\,\Delta p_p = \left(1 - \frac{0{,}25}{1 - 0{,}25}\right) \cdot 0{,}002 = 0{,}00134 \text{ МПа/м}.$$

Следовательно, в скважине глубиной 3000 м при снижении пластового давления на 6 МПа забойное давление разрыва снижается примерно на 4 МПа, и, наоборот, в нагнетательной скважине после соответствующего повышения пластового давления забойное давление ГРП увеличивается.

Из исследований кернового материала известно, что в данных условиях встречаются зияющие трещины, а преобладающее направление естественной трещиноватости перпендикулярно напластованию, т.е. близко к вертикальному. Наличие зияющих трещин указывает на то, что процесс релаксации напряжений в данных условиях не закончился, и в таком случае боковое горное давление здесь должно быть меньше вертикального.

Поскольку направление нарушений сбросового типа, характерных для месторождений Предкарпатья, вертикальное, то направление трещин, образующихся при ГРП, очевидно, также вертикальное.

11.2.4 Оценка размеров трещин

Оценка размеров вертикальных трещин, раскрывающихся при ГРП, с использованием фильтрующихся жидкостей, продавливания и кислотной обработки скважины выполнена по теории А.С. Христиановича и Г.И. Баренблатта.

Проведённые расчёты свидетельствуют о том, что при средних параметрах ГРП в пластах толщиной 9–18 м возможно образование двухсторонних трещин протяжённостью 30–80 м и шириной 3–5 мм.

Практикой ГРП в Предкарпатье доказано, что при использовании больших объёмов (200–500 м^3) маловязких жидкостей (товарной нефти или воды) и высоких расходах (более 2000 м^3/сут.) в рассматриваемых условиях удаётся создавать трещины большой протяжённости и ширины,

достаточной для успешного закрепления 10–20 тонн песка при концентрации его в жидкости 40–60 кг/м^3.

Ширина трещин, раскрывающихся при продавливании, т.е. при закачке в пласт нефти или воды 1–2 насосными агрегатами с расходом до 0,5 м^3/мин., незначительна (до 0,5–0,1 мм), а протяжённость их намного меньше протяжённости трещин, возникающих при ГРП. После снижения давления в скважине раскрывшиеся при продавливании трещины смыкаются.

Приведём оценку размеров трещин, раскрывающихся при нагнетании кислоты на примере скважины № 74 СД, где эффективная мощность поглощающих песчаников со средней проницаемостью $2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 составляет 22,4 м в интервалах 2805–2820 и 2842–2857 м.

Предположим, что при кислотном воздействии в пласте, залегающем в интервале 2850,4–2856,6 м мощностью 6,2 м и проницаемостью $2,7 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, раскрылась двухсторонняя вертикальная трещина. Расчётная длина трещины 2,7 м, а ширина 320 мк. С учётом растворяющего действия кислоты, по данным наших опытов на пластинках песчаника, после прокачки кислоты в течение 1 часа стенки трещин разложатся примерно на глубину 80 мкм. При совместном проявлении указанных факторов после снижения давления в скважине можно ожидать остаточного раскрытия трещин небольшой длины и ширины, влияние которых на приток (если только не произошло очистки трещины от загрязнения) будет незначительным.

Существенного результата следует ожидать от совместного проявления разлагающих свойств кислоты не только на стенки трещины, но и на окружающую пористую среду, т.е. благодаря искусственному созданию высокопроницаемой зоны в области проникновения активной кислоты.

В связи с этим наряду с выбором оптимальных параметров процесса при проектировании кислотной обработки необходимое внимание следует уделять, с одной стороны, разработке рецептур растворов, способных хорошо разлагать породы пласта, а с другой – удерживать продукты реакции в нейтрализованном растворе. Последнее необходимо для создания в околотрещинном пространстве высокопроницаемых зон, предназначенных для облегчения движения фильтрационных потоков к скважине в случае полного смыкания стенок трещин после снижения давления на забое.

В качестве примера рассмотрим влияние величины пластового давления и параметров на результат обработок при последовательных операциях на примере скважины № 57 Д, эксплуатирующей менилитовую залежь Долинского месторождения, и оценим размеры образующихся трещин.

Скважиной вскрыто 15 нефтеносных пластов мощностью 1,0–5,8 м в интервале 2414–2905 м, обсаженном фильтром. После вывода из бурения дебит её составил 31 тонн/сут. при депрессии 18 МПа. Через 2 года дебит снизился до 14 тонн/сут. и проведена закачка нефти (ЗН) в количестве 30 м^3 при расходе 225 м^3/сут. и градиенте давления 0,0160 МПа/м (на глубине 2700 м). Затем проведён ГРП при расходе 2520 м^3/сут. В пласт закачано 50 м^3 дегазированной нефти без песка при градиенте давления 0,0170 МПа/м. Дебит скважины увеличился от 12 до 17 тонн/сут., и за 29 месяцев после ГРП до-

полнительно добыто более 4000 тонн нефти. Через 3 года скважина переведена в нагнетательные с приёмистостью 36 м^3/сут. при давлении на устье 13,5 МПа. В скважине проведён ГРП с закреплением трещин, при котором в пласт закачано 5 тонн песка с корундом и 380 м^3 воды при расходе 3400 м^3/сут. и градиенте давления 0,0210 МПа/м. Приёмистость скважины увеличилась до 70 м^3/сут. Дополнительно закачано 3,7 тыс. м^3 воды.

На рисунке 11.7 показаны индикаторные кривые процессов на скважине № 57. Последовательность изменения режимов закачки видна по порядковому номеру точки, а закачанные объёмы (6 м^3) указаны в скобках.

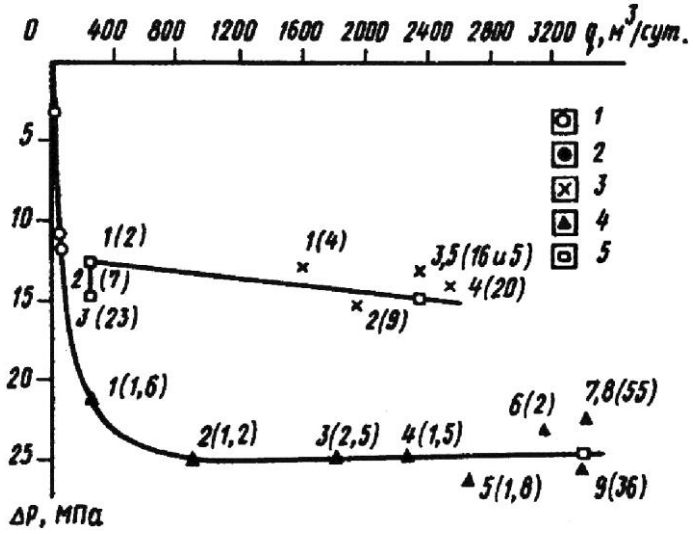


Рисунок 11.7 – Индикаторные кривые при закачке жидкости в скважине № 57 Д:
1 – режимы закачки в скважины по данным исследования;
2 – то же при закачке нефти; 3 – то же при ГРП; 4 – то же при ГРП (повторном);
5 – режимы, принятые для расчёта размеров трещин

Из рисунка 11.7 видно, что при ЗН после заполнения скважины давление в точке 1 (2) можно принять за давление начала раскрытия трещин, во всяком случае не выше его. Величина бокового горного давления определена по индикаторной кривой в точке начала раскрытия трещин при вертикальной ориентации их и равна 40 МПа. Рассчитанные значения длины и ширины трещин, раскрывшихся при ЗН и ГРП, равны соответственно (двухсторонняя трещина при мощности пласта 6 м) 3,4 м и 160 мкм, 15 м и 730 мкм.

Ширина остаточного раскрытия трещины после ЗН составляет 14 мкм и в данных условиях соизмерима с размерами пор и естественных трещин, поэтому после таких обработок, как это неоднократно подтверждалось на практике, не следует ожидать значительных приростов добычи нефти. После высокоскоростного ГРП, проведённого при больших давлениях, расходах и с закачкой большего объёма нефти, ширина остаточного раскрытия трещин после снижения давления в скважине увеличилась до 68 мкм. Трещины такого размера уже могут оказать существенное влияние на прирост дебита.

Кроме того, рассчитанные при заданных условиях линейные скорости в трещине при ГРП были в 2,2 раза больше, чем при ЗН, и, таким образом, условия для струйного и абразивного размыва стенок обычно содер-

жащимися в жидкости механическими примесями в первом случае были более благоприятными.

Указанные факторы действуют в одном направлении, поэтому остаточное раскрытие трещин большое и, следовательно, результат ГРП должен быть намного лучше результата ЗН. Итак, следует различать эти операции и отказаться от практикуемой на промыслах подмены ГРП малоэффективными закачками нефти при небольших расходах. После ГРП дебит увеличился в 1,4 раза.

Сопоставляя значения градиентов давлений при кислотной обработке нефтяных и нагнетательных скважин (табл. 11.2), можно заметить большое различие их при кислотном воздействии при практически одинаковом пластовом давлении. Замеченное различие может быть объяснено, на наш взгляд, существованием воронок депрессии в нефтяных скважинах и репрессии в нагнетательных, вызывающих изменение условий раскрытия трещин. При ГРП нефтяных и нагнетательных скважин разность градиентов давлений закачки значительно меньше, по-видимому, за счёт того, что в большинстве случаев скважины подвергались ГРП сразу же при переводе под нагнетание до закачки больших объёмов в пласт, когда воронки репрессии ещё не сформировались.

Подтверждением этого предположения может быть замеченное при повторном ГРП на скважине № 57 Д (уже как нагнетательной) значительное (примерно на 10 МПа) увеличение давления начала развития трещин после создания большой воронки репрессии на пласт.

Одновременно следует отметить, что повторный процесс раскрытия трещин протекает таким же образом, как при первом ГРП, ибо форма индикаторной кривой сохраняется.

11.2.5 Метод определения ожидаемого давления при проектировании гидравлического разрыва пласта в Предкарпатье

Величина ожидаемого давления раскрытия трещин и закрепления их песком при ГРП определяет выбор техники и технологию проведения процесса.

В результате обобщения опыта проведения ГРП на многих месторождениях выявлено, что с увеличением глубины залегания давление разрыва повышается, но в то же время даже при одинаковой глубине залегания и разных скважинах одного и того же месторождения оно различается на 10–20 МПа.

Исходя из этого, статистические методы оценки давления разрыва не могут здесь служить основой для расчёта ожидаемых давлений. Теоретические же методы применить невозможно ввиду отсутствия данных о величине горного давления и характеристиках пород в скважине.

В качестве критерия оценки возможности ввода небольших концентраций закрепляющего агента (до 250 кг/м^3) в ньютоновских жидкостях в достаточно широко раскрытые естественные или созданные искусственно

трещины в пласте независимо друг от друга Г.К. Максимовичем и Д.Н. Кузьмичёвым принято четырёхкратное увеличение коэффициента приёмистости скважины по сравнению с его начальным значением K_0.

Для определения давления раскрытия трещин Г.К. Максимович предложил достаточно точный способ, основанный на результатах исследования скважины, намечаемой для ГРП, на приёмистость жидкостью разрыва при нескольких режимах закачки с возрастающим расходом, начиная от q_0, p_0 и K_0. Рекомендуется построить зависимость коэффициента приёмистости от забойного давления (рис. 11.8). На оси ординат следует отложить точку K_0, далее определить точку $K = 4 \cdot K_0$, перенести её на экспериментальную кривую и, опустив оттуда перпендикуляр на ось абсцисс, найти p_{p4} – давление при четырёхкратном увеличении приёмистости.

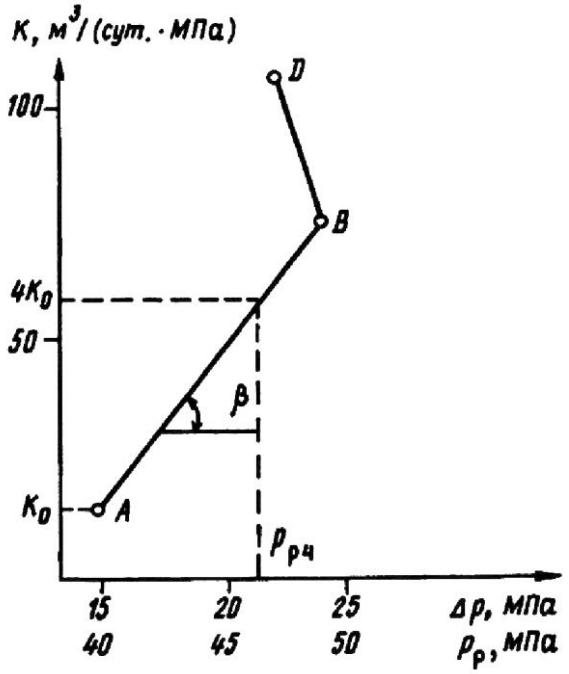


Рисунок 11.8 – Изменение приёмистости скважин, характерное для ГРП:
точка *A* соответствует приёмистости K_0 при расходе q_0 и давлении на забое p_0;
точка *B* – при $p_p = p_{p(\max)}$ – максимальном давлении, достигнутом при ГРП;
точка *D* – при $K = K_{\max}$ – максимальном коэффициенте приёмистости

Д.Н. Кузьмичёв изучал влияние забойного давления p_p на изменение коэффициента приёмистости *K*. На рисунке 11.9 показаны зависимости $K = f(p_p)$, построенные им для ГРП, проведённых в скважинах нефтяных месторождений Северного Кавказа.

Автором показано, что зависимости $K = f(p)$ могут быть аппроксимированы линейно, как показано на рисунке 11.9, и описаны эмпирическим выражением:

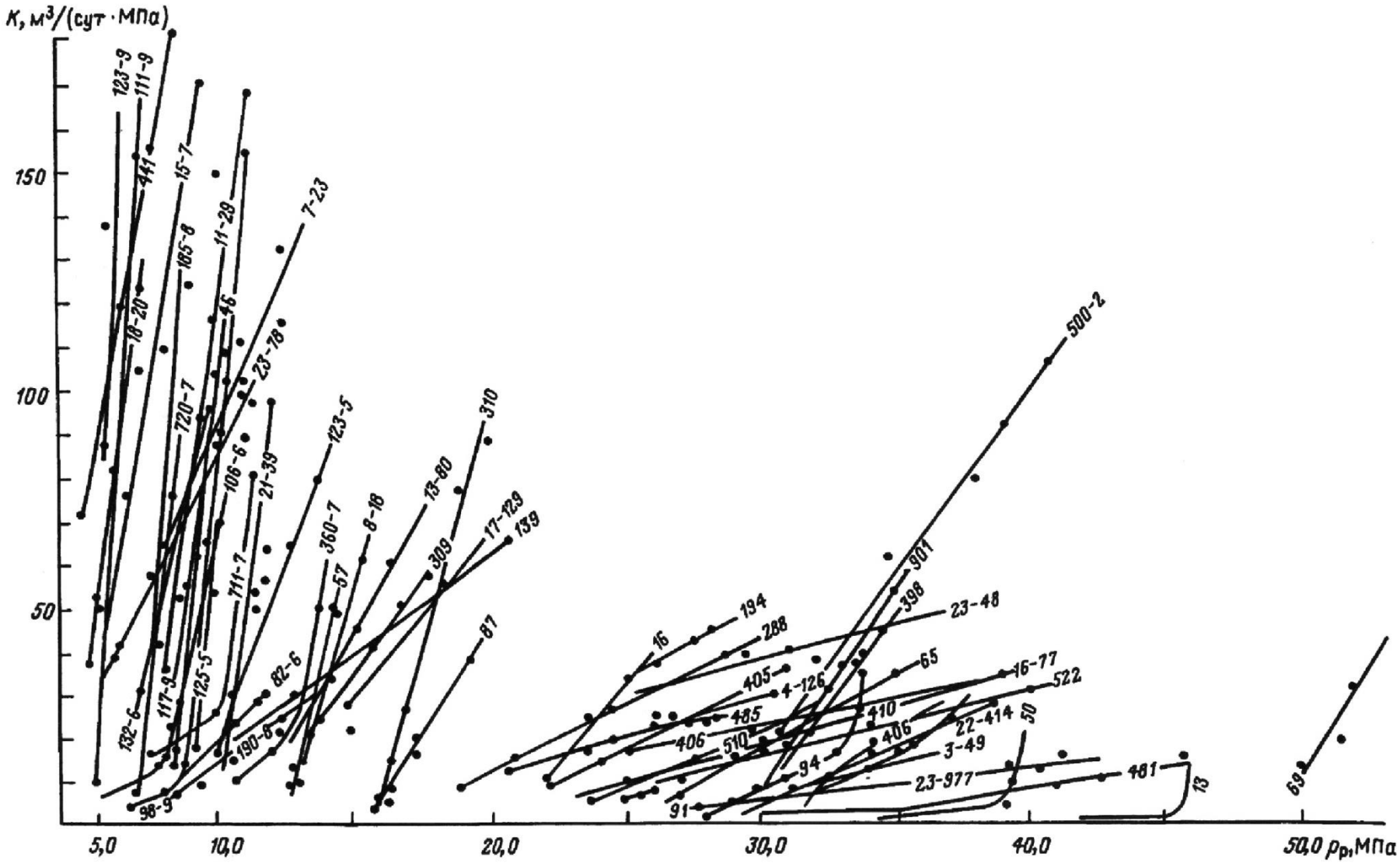


Рисунок 11.9 – Зависимость коэффициента приёмистости от гидравлического давления на пласт (по Д.И. Кузьмичёву).

Цифры у кривых – номера скважин

$$K = K_0 + A \cdot (p_p - p_0), \tag{11.2}$$

где A = tg β – тангенс угла наклона кривых к оси давлений; p_0 – давление, равное давлению в начале раскрытия трещин или несколько превышающее его при $K = K_0$.

Для составления плана работ в скважину необходимо осуществлять пробное нагнетание с целью определения A, K_0, p_0 и по полученным данным рассчитывать ожидаемое давление по формуле:

$$p = p_0 + \left(\frac{\eta}{A}\right) \cdot K_0, \tag{11.3}$$

где η – планируемая кратность увеличения коэффициента приёмистости (обычно принимают $\eta = 4 \div 6$).

На рисунке 11.10 приведены зависимости коэффициента приёмистости от давления по данным 61 ГРП, проведённого на Долинском, Северо-Долинском, Спасском и Струтынском месторождениях Предкарпатья.

Давления начала раскрытия трещин при нагнетании жидкости в пласт на предкарпатских месторождениях, как правило, создают при расходах, меньших производительности одного агрегата на низшей скорости (после закачки в пласт до 3–10 м^3 жидкости). Двух- и четырёхкратный рост K происходит при расходе 600–1600 м^3/сут., который можно создать 2–4 агрегатами после закачки в пласт в среднем 5–30 м^3 маловязкой нефти или воды. Замечено, что с ростом давления нагнетания уменьшается тангенс угла наклона кривых K к оси давлений A и снижается K_0.

Возникает вопрос, закономерны ли такие изменения и почему они происходят.

Рассмотрим результаты опытов по моделированию процесса ГРП, выполненные Ю.П. Желтовым (1966 г.) на пористом проницаемом материале с предварительно созданной сомкнутой трещиной. На рисунке 11.11 можно заметить изменение угла наклона кривых $q\mu = f(\Delta p)$ при изменении давления.

По данным экспериментальных кривых Ю.П. Желтова $q\mu = f(\Delta p)$ были построены кривые приёмистости $K = f(\Delta p)$ (см. рис. 11.11). При увеличении давления сжатия образца $p_{гб}$, имитирующего боковое горное давление, $p_{гб}(A) < p_{гб}(B)$, кривые $K = f(\Delta p)$ ещё больше реагируют на его увеличение. Приняв давление при постоянной величине $q\mu = 10$ равным давлению начала раскрытия трещин и рассчитав K_0, p_0 и $K = 4 \cdot K_0$ при $p_1 = p_{p4}$ (расчётные точки см. рис. 11.11), видим, что тангенс угла наклона кривых

$$A = \frac{K - K_0}{p_1 - p_0} \tag{11.4}$$

с ростом $p_{гб}$ уменьшился. Снизился также начальный коэффициент приёмистости $K_{0(B)} < K_{0(A)}$ при постоянном расходе. С ростом $p_{гб}$ фильтрация жидкости через пористую среду через поверхность трещины происходит медленнее, а развитие трещин затрудняется.

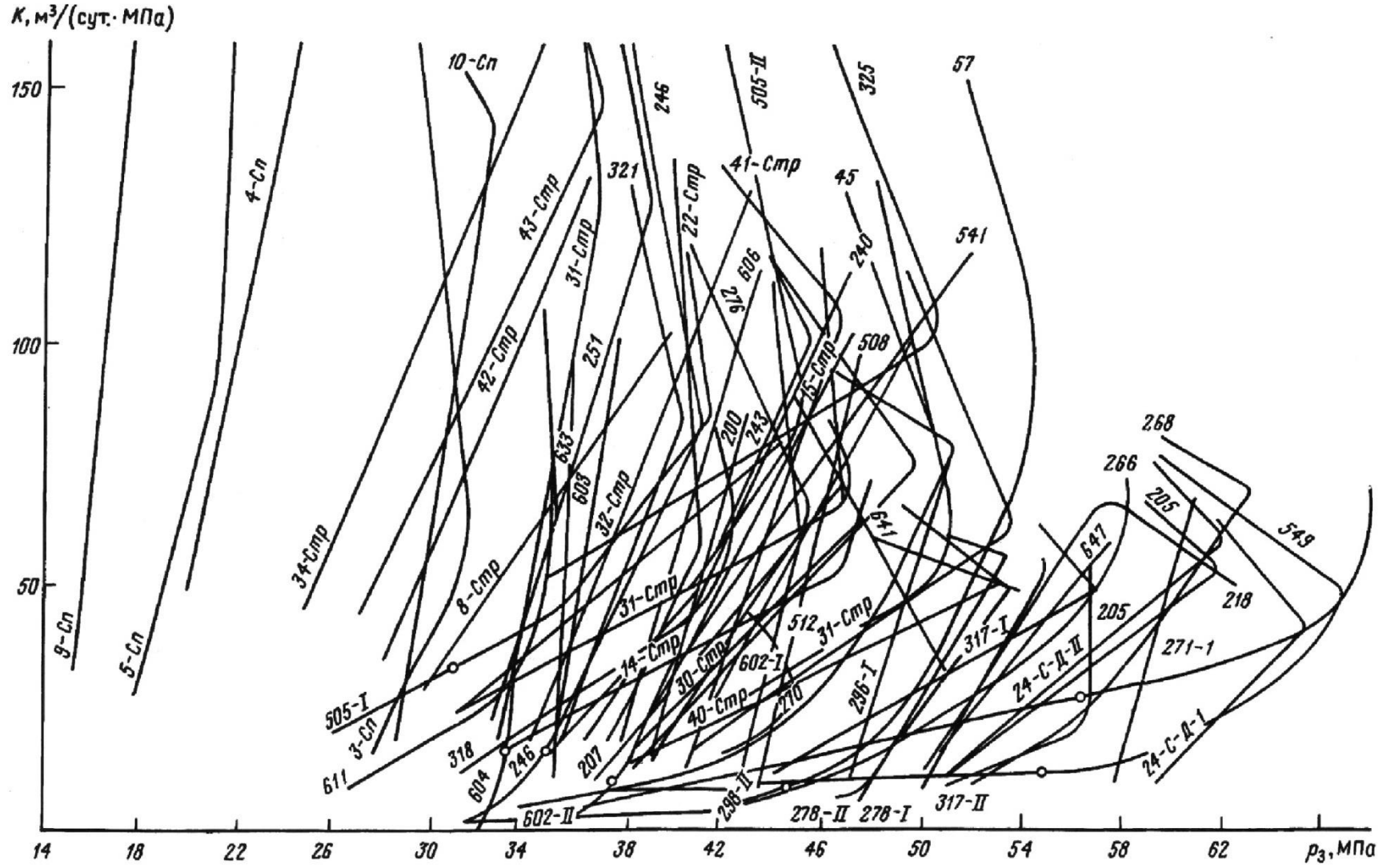


Рисунок 11.10 – Изменение коэффициента приёмистости при ГРП в Предкарпатье (по Ю.Д. Качмару).
Цифры у кривых – номера скважин

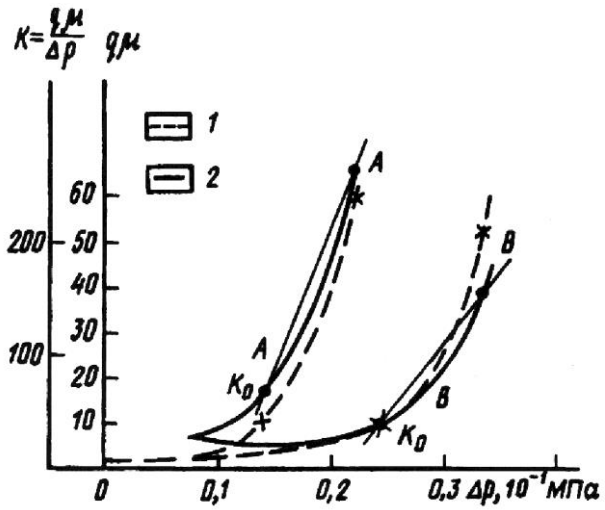


Рисунок 11.11 – Изменение коэффициента приёмистости при моделировании ГРП (по Ю.П. Желтову, 1966 г.):
1 – $q\mu$ (произведение расхода жидкости на вязкость жидкости);
2 – коэффициент приёмистости K с учётом вязкости жидкости

Поскольку при моделировании процесса развития трещин кроме qμ и $p_{гб}$ из внешних условий изменялось только $p_{гб}$, а qμ = const, естественно предположить, что причиной изменения характера qμ = f (Δp) является снижение пористости и проницаемости среды в результате увеличения сжатия породы и возрастание сил, препятствующих раскрытию трещины под действием того же $p_{гб}$.

Таким образом, физическая картина опытов на модели совпадает с картиной (см. рис. 11.9 и 11.10), наблюдаемой в промысловых условиях.

Отсюда целесообразно выявить закономерность изменения угла наклона кривых $K = f(p)$ к оси давления, т.е. найти зависимость A = tg β = f (p_0) и по известным K_0, p_0 в одной точке рассчитать ожидаемое давление раскрытия трещин до величины, достаточной для закрепления их песком по зависимости (11.3). Используем промысловый опыт ГРП и для каждой кривой (см. рис. 11.10) определяем по (11.4) значение A в интервале $K_0 = 4 \cdot K_0$. Далее строим корреляционную таблицу для выявления связи между $A = f(p_0)$. Значение коэффициента корреляции для ГРП месторождений Предкарпатья оказалось равным 0,55, а корреляционное отношение – 0,96. Результаты расчёта свидетельствуют о наличии тесной криволинейной связи между указанными величинами.

На рисунке 11.12 изображены фактическая и сглаженная кривые по найденной зависимости для месторождений Предкарпатья:

$$A = \operatorname{tg}\beta = \frac{13650}{(10 \cdot p_0)^{-1,235}}. \qquad (11.5)$$

Результаты расчётов ожидаемых давлений при ГРП по предлагаемой методике и сопоставление их с фактическими значениями давлений, зафиксированных в некоторых скважинах, приведены в таблице 11.3.

Таблица 11.3 – Фактические и расчётные давления при ГРП

Номер скважины	Месторождение	Обрабатываемый интервал, м	Фактическое значение			Расчётное значение p (МПа) по зависимости (11.3)	Отклонение фактических значений от расчётных, МПа
			K_0, $м^3/(сут. \cdot МПа)$	p_0, МПа	p, МПа (при $K = 4 \cdot K_0$)		
83	Струтынь	2270–2310	14,5	37,7	440	42,4	+ 1,6
60	Северная	2475–2637	11,0	46,1	52,8	50,8	+ 2,0
Долина (менилитовая залежь)							
111	Северная Долина (эоценовая залежь)	3060–3108	22,0	40,4	44,9	47,9	– 3,0
269	Долина (эоценовая залежь)	3000–3100	6,2	64,0	66,0	67,9	– 1,9
9	Танява	3767–4092	12,0	63,0	72,7	70,5	+ 2,2

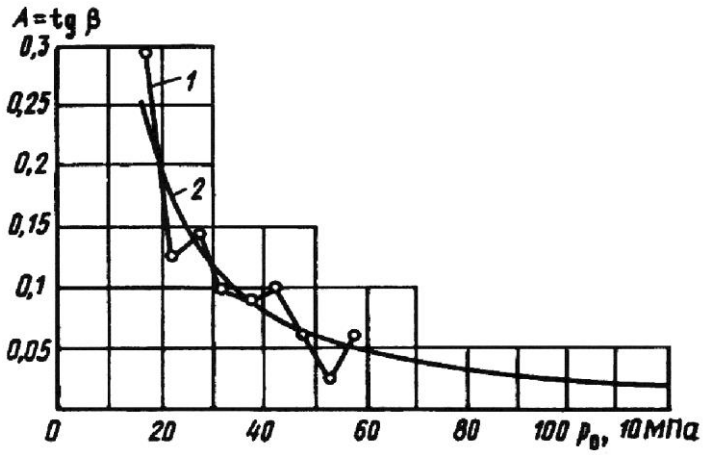


Рисунок 11.12 – Эмпирическая зависимость $A = f(p_0)$ для Предкарпатья:
1 – по фактическим данным; 2 – расчётная

Отклонение расчётных данных от фактических, как видно из таблицы, не превышает ± 3 МПа, что свидетельствует о хорошем совпадении опытных и расчётных данных.

Используя формулу (11.5), можно не только выполнять расчёты ожидаемых давлений в области давлений, которые послужили основой для построения опытной кривой $A = f(p_0)$, но и экстраполировать эти значения. Это подтверждают расчёты (см. табл. 11.3) по скважине № 9 Танява, где глубина залегания продуктивных горизонтов составляет более 3700 м.

Применение разработанной методики открывает возможности для перспективного планирования технологии проведения ГРП в глубоких скважинах до 5000 м.

Пример применения методики. Описанный подход применён также для прогнозирования давления разрыва пласта в скважинах Самотлорского месторождения.

Надёжные значения p_0 и K_0 могут быть определены только при псевдоустановившемся режиме закачки в пласт с постоянным расходом q_0 в течение времени, при котором давление на устье перестаёт увеличиваться. Для этого требуется, как установлено опытом, 5–15 мин. закачки.

Если такие исследования не проводились или данные их вызывают сомнение, а в скважине уже проведён ГРП, то предлагается определить параметры p_0 и K_0, задавшись q_0 = 250 м^3/сут., из индикаторной кривой (рис. 11.13). Анализ индикаторных кривых ГРП показал, что при изменении расхода в пределах первого диапазона (0 – *A*) происходит непропорциональный рост давления до величины, достаточной для раскрытия естественных трещин. Если быть точным, то процесс протекает, следуя кривой 5 (построенной с учётом точек 3). Однако эти данные обычно отсутствуют, ибо исследования редко проводятся при q < 250 м^3/сут., и участок 0 – *A* предполагается линейным.

Во втором диапазоне расхода (*A* – *B*) дальнейшее его увеличение вызывает пропорциональный рост давления. Можно полагать, что здесь раскрытия новых трещин не происходит, а наблюдается развитие существу-

ющих трещин. Поэтому давление в точке *A* близко к давлению, при котором заканчивается процесс раскрытия естественных трещин в пласте. Из рисунка 11.13 видно, как можно получить точку *A*, опустив перпендикуляр из q_0 до пересечения с линией, проведённой по данным ГРП, а отсюда определить p_0 и K_0.

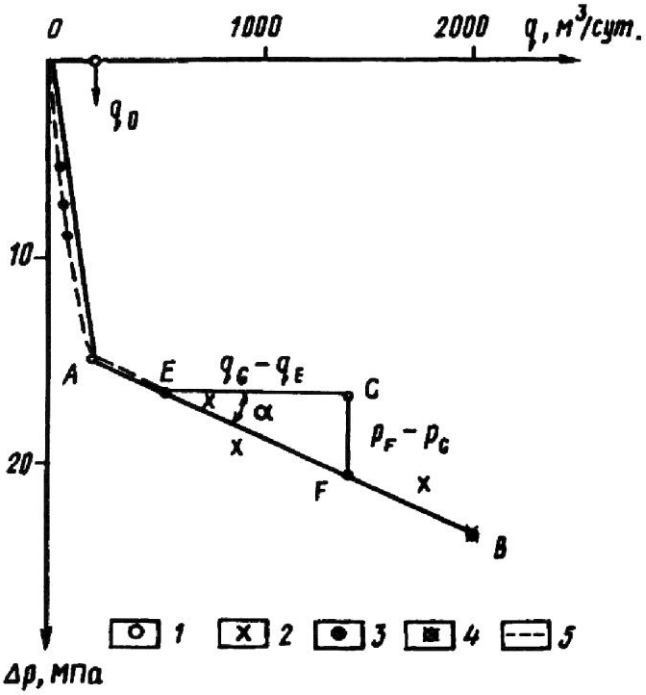


Рисунок 11.13 – Характерная индикаторная кривая ГРП:
1 – точка *A*, полученная построением; 2 – режимы ГРП;
3 – исследование на приёмистость; 4 – режимы ГРП при закреплении трещин;
5 – изменение приёмистости при исследованиях с наибольшим шагом
измерения расхода, начиная с очень малых его величин

По 19 ГРП выбраны доступные данные, после анализа которых выявилось, что для расчётов ожидаемых давлений и расходов при ГРП можно использовать достаточно надёжные данные, приведённые в таблице 11.4 только по девяти скважино-операциям.

Поскольку здесь приёмистость зафиксирована при произвольном небольшом расходе *q* и давлении на устье *p*, а эти параметры по предлагаемой методике должны определяться при фиксированном расходе $q_0 > 250$ м^3/сут. и соответствующем давлении p_0, то для перехода к этим значениям используется предположение о линейном изменении давления с ростом расхода (см. рис. 11.13). При этом определяется угол наклона по формуле:

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{p_в - p_0}{q_в - q_0}. \qquad (11.6)$$

Результаты расчётов угла наклона приведены в таблице 11.4. Обработка приведённых данных позволила установить зависимость угла наклона от давления закачки на забое p_0:

Таблица 11.4 – Исходные данные для расчёта процесса ГРП в скважинах Самотлорского месторождения

Номер скважины	Глубина скважин для ГРП, м	Приёмистость при исследовании перед ГРП, $м^3$/сут.	Давление, МПа			Коэффициент приёмистости, $м^3$/(сут.·МПа)	Максимальные параметры при ГРП		tgα
			на устье	на забое	пластовое		Давление на забое, МПа	Расход жидкости, $м^3$/сут.	
627	2458	432	8	31,5	23,0	50,8	48,4	2016	0,01067
ЗР	2500	288	10	34,5	25	30,3	48,5	2160	0,00753
16627	1760	300	10	27,3	18	32,3	41,7	2160	0,00774
6875	2285	500	25	46,7	23	21,1	55,7	2592	0,00043
6652	2314	210	11	33,1	21,6	18,3	34,4	3168	0,00291
10947	2293	300	14	36,4	21,3	19,8	37,3	2376	0,00043
6892	2360	300	15	38,1	22,6	19,3	47,5	2592	0,00041
16453	1758	360	11	27,1	18,0	39,6	35,0	1872	0,00052
15317	1735	480	9	25,3	17,3	60	31,6	2160	0,00375

$$\operatorname{tg}\alpha = 0{,}0093 - 109{,}4 \cdot 10^{-6} \cdot p_0, \qquad (11.7)$$

(p_0 в МПа).

Используя зависимость (11.7), можно определить ожидаемое давление при закачке в скважину при максимальных или любых других расходах $q_0 < q_i \le q_{\max}$ по формуле:

$$p_{p(\max)} = p_0 + \operatorname{tg}\alpha \cdot (q_{\max} - q_i), \qquad (11.8)$$

где $q_{\max}$ – максимальный расход, достигнутый при ГРП.

В частности, в таблице 11.5 приведены расчётные значения давлений на забое p_0 при расходе 250 м^3/сут. и коэффициенте приёмистости K_0 и $p_{p(\max)}$ – при максимальном расходе.

На рисунке 11.14 приведены результаты анализа ГРП в скважинах Самотлорского месторождения по индикаторным кривым, которые построены путём расчёта давления p_0 при приёмистости q_0 (цифры у кривых – номера скважин).

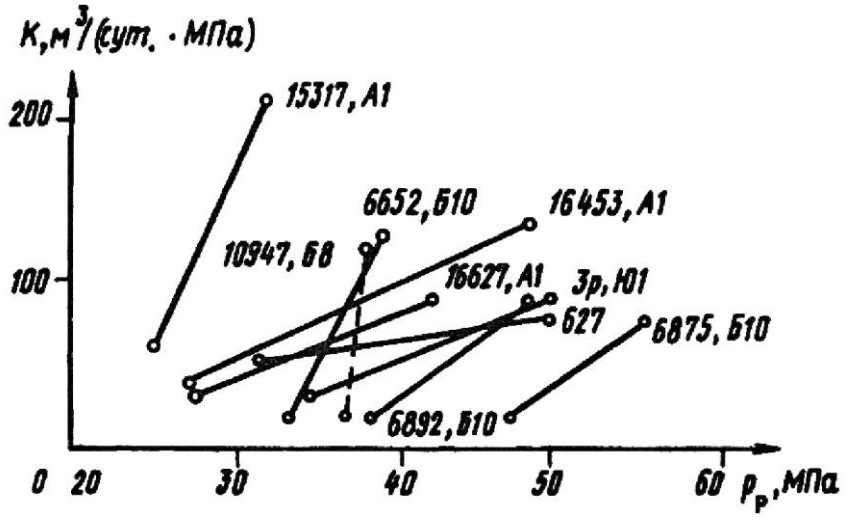


Рисунок 11.14 – Изменение приёмистости скважин Самотлорского месторождения при ГРП (по Ю.Д. Качмару, 1991 г.)

Кривые изменения коэффициентов приёмистости с изменением забойного давления имеют тенденцию к уменьшению тангенса угла наклона с увеличением давления, как и в других регионах. Обработка имеющихся данных (см. табл. 11.5) методом наименьших квадратов позволила определить следующую зависимость изменения угла наклона кривых приёмистости:

$$\operatorname{tg}\beta = 800 \cdot p_0^{-1,3}. \qquad (11.9)$$

(p_0 в МПа).

Определено расчётное давление p_{p4} при четырёхкратном увеличении коэффициента приёмистости по зависимости (11.3) для условий Самотлорского месторождения (см. табл. 11.5). Среднее отклонение фактических $p_{p(\max)}$ от расчётных p_{p4} составляет 8,3 %.

Таблица 11.5 – Расчёт процесса ГРП в скважинах Самотлорского месторождения

Фактические начальные параметры (p_0, K_0)				Фактические максимальные параметры				Расчетные параметры ГРП						
Номер скважины	Расчётное давление на забое, МПа	Репрессия на пласт, МПа	Коэффициент приёмистости при расходе 250 м^3/сут.	Давление на забое, МПа	Репрессия на пласт, МПа	Расход, м^3/сут.	Коэффициент приёмистости максимальный, м^3/ (сут.МПа)	Aq	tgβ	Давление на забое, МПа	Отклонение фактических и расчётных давлений Δp, МПа	Относительная ошибка Δp,%	Расход, м^3/сут.	
													A_q = 4	$A_{qм}$ = 5,4
627	29,6	6,6	37,9	48,4	25,4	2016	79,4	2,0	9,8	48,0	0,4	+7	–	–
ЗР	34,2	9,2	27,2	48,5	23,5	2160	91,9	3,4	8,1	47,6	0,9	+ 1,8	2459	3442
16627	26,9	8,9	28,1	41,7	23,7	2160	91,9	3,3	11,0	37,1	4,6	+11	2147	3005
6875	45,6	22,6	11,1	55,7	32,7	2542	79,3	7,1	5,6	53,5	2,2	+3,9	1354	1895
6652	33,2	11,6	21,6	39,4	17,8	3168	133,5	6,1	8,4	43,5	4,1	-10,4	1892	2649
10947	36,4	15,1	16,6	57,3	16,0	2376	117	7,0	7,5	45,3	8,0	-21,4	1594	2229
6892	37,8	15,2	16,4	47,5	24,6	2592	87,8	5,4	7,1	47,0	0,5	+1	1600	2240
16453	26,7	8,7	28,7	35,0	19,0	1872	136	4,7	11,2	37,0	2,0	–5,7	2181	3052
15317	24,7	7,4	33,8	31,6	14,3	2160	205	6,1	12,4	35,6	4,0	–12,6	2474	3464

11.2.6 Определение расхода жидкостей при ГРП

Для разработки подхода к планированию расхода жидкости предложено обработать числовые данные об изменении расхода и давления по каждому ГРП с построением индикаторных кривых и кривых изменения коэффициентов приёмистости (см. рис. 11.13 и 11.8). Исходя из этого определяются основные параметры процессов в характерных точках (*A* и *B*). Для прогнозирования ожидаемого расхода жидкости при четырёхкратном увеличении коэффициента приёмистости ($q = 4$) предложена зависимость:

$$q_{p4} = A_q \cdot K_0 \cdot \left(p_{p4} - p_{пл}\right), \tag{11.10}$$

а для максимального расхода, обеспечивающего закрепление трещин (в среднем 10–20 тонн песка), зависимость (11.10) имеет вид:

$$q_{\max} = A_{q(\max)} \cdot K_0 \cdot \left(A_p \cdot p_{p4} - p_{пл}\right), \tag{11.11}$$

где A_p – ожидаемое увеличение давления p_{p4} при максимальном расходе (принимаем $A_{q(\max)} = 5 \div 8$ и $A_p = 1{,}06$).

При значениях $A_q = 4$ и $A_{q(\max)} = 8$ прогнозирование ожидаемых расходов для ГРП в скважинах Предкарпатья надёжно, так как средняя относительная ошибка определения q_4 составила 17 %, а $q_{\max} = 11$ % при максимальных отклонениях расчётных и фактических данных не более 30 %. Обычно $q_{\max} = 2000 \div 3000$ м^3/сут.

Пример применения методики. Изложенная методика применена для прогнозирования расходов и давлений при проектировании ГРП в условиях Самотлорского месторождения.

Рассчитаны также значения максимальных коэффициентов приёмистости $K_{\max}$ при наибольших расходах, достигнутых при уже проведённых ГРП, благодаря чему определено среднее значение увеличения коэффициента приёмистости по сравнению с начальным:

$$A_q = \frac{K_{\max}}{K_0} = 5{,}4$$

(без скважины № 627, в которой при ГРП трещина раскрылась недостаточно и на забое выпал песок).

После этого определён ожидаемый расход для ГРП при раскрытии трещин применяемой жидкостью и их закреплении песком (при $A_q = 4$ и $A_q = 5{,}4$) для условий Самотлорского месторождения по зависимости:

$$q_4 = 4 \cdot K \cdot \left(p_{p4} - p_{пл}\right) \tag{11.12}$$

и максимальный расход при их развитии:

$$q_{\max} = 5{,}4 \cdot K_0 \cdot \left(A_p \cdot p_{p4} - p_{пл}\right). \tag{11.13}$$

Расчёты, выполненные по формулам (11.12) и (11.13), приведены в таблице 11.5. Сравнение расчётных и фактических данных, приведённых в таблице, показывает достаточную точность расчётов для практического прогнозирования расхода при ГРП (средняя ошибка 17,7 и 15,2 %). Очевидно, с накоплением опытных данных коэффициент A_q будет уточнён, желательно с дифференциацией по пластам и, возможно, с учётом свойств жидкостей.

11.3 Методика расчётов основных параметров процесса

Давление разрыва пласта p_p – наиболее важный параметр ГРП. Установлено, что можно оценить давление разрыва пласта по значению вертикального горного давления $p_{гв}$:

$$p_p = 0{,}8 \cdot p_{гв}. \qquad (11.14)$$

Поскольку p_p зависит от напряжённого состояния пород, которое определяется не только глубиной их залегания, такая оценка очень не надёжна.

Метод определения ожидаемого давления разрыва пласта с учётом напряжённого состояния пород, которое оценивается путём пробного испытания приёмистости скважины, изложен в подразделе 11.2.5.

Для анализа используют индикаторные кривые ГРП (см. рис. 11.13). Для каждой скважины, где планируется ГРП, необходимо определить давление на забое p_0 с наименьшим расходом жидкости насосного агрегата q_0, равным 220–250 м^3/сут., давление на забое p_{p4}, соответствующее четырёхкратному увеличению коэффициента приёмистости скважины, а также максимальное давление на забое $p_{p(\max)}$, достигнутое при ГРП. Для Предкарпатского региона:

$$p_{p4} = 1{,}15 \cdot p_0; \qquad (11.15)$$

$$p_{p(\max)} = 1{,}22 \cdot p_0, \qquad (11.16)$$

откуда

$$p_{p(\max)} = 1{,}06 \cdot p_{p4}. \qquad (11.17)$$

Для определения ожидаемого давления ГРП используют также понятие вертикального градиента давления grad p, являющегося отношением давления p_0, p_{p4}, $p_{p(\max)}$ к глубине H залегания пласта в данной скважине в виде:

$$\text{grad}\, p = \frac{p}{H}. \qquad (11.18)$$

В условиях Предкарпатья среднее значение $\text{grad}\, p_0 = 0{,}0164 \pm 0{,}0027$ МПа/м, поэтому, например, для глубины $H = 2800$ м ожидается давление $p_0 = 46 \pm 7{,}6$ МПа, $p_{p4} = 53$ МПа и $p_{p(\max)} = 56$ МПа. Практическое применение зависимостей (11.15) и (11.16) свидетельствует о том, что коэффициент вариации определения давления разрыва равен 10 %.

Известен более точный, но и более трудоёмкий способ определения p_{p4} с учётом начального коэффициента приёмистости

$$K_0 = \frac{q}{p_0 - p_{пл}} \qquad (11.19)$$

и тангенса угла tg β кривых изменения коэффициента приёмистости к оси давлений при условной линеаризации этой зависимости. Типичная картина изменения коэффициента приёмистости от давления приведена на рисунке 11.8. Расчётная формула имеет вид (11.3), причём для условий Предкарпатья найдена зависимость для tg β (11.5).

Экспериментальный способ определения ожидаемого давления ГРП с использованием фактических данных проведённых ГРП на примере процессов в скважинах Самотлорского месторождения описан в подразделе 11.2.5.

Ориентация трещин. Из теории ГРП известно, что о вертикальности трещин свидетельствуют следующие особенности течения процесса:

- давление разрыва пласта меньше горного;
- увеличение объёма нагнетаемой в пласт жидкости сопровождается снижением давления;
- пластовое давление влияет на давление разрыва пласта.

Обнаружено, что:

- в скважинах предкарпатских месторождений во время ГРП обычно давление разрыва составляет 0,7–0,8 горного;
- давление в устье скважины после достижения его максимального значения и при постоянном наибольшем расходе жидкости очень часто снижается на 3–7 МПа;
- влияние пластового давления на давление ГРП оценивается следующими экспериментальными зависимостями:

$$\text{grad}\, p_0 = 0{,}0107 + 0{,}53 \cdot \text{grad}\, p_{пл}; \qquad (11.20)$$

$$\text{grad}\, p_{p4} = 0{,}0122 + 0{,}68 \cdot \text{grad}\, p_{пл}. \qquad (11.21)$$

Таким образом, трещины, раскрывающиеся во время ГРП в скважинах Предкарпатья, имеют ориентацию, близкую к вертикальной.

Расход жидкости. Все методы расчёта необходимого расхода жидкости во время ГРП базируются на лабораторных или промысловых экспериментальных данных.

Согласно модели ГРП Ю.П. Желтова, используют аналитические решения, приведённые для расчёта размеров трещины. Одновременно дополнительно по формулам Гирстма и Де Клерка учитывают потери жидкости в стенки трещины. Это аналитически сложный метод, требующий применения ПЭВМ.

Другой подход состоит в отдельном расчёте расхода жидкости q_{mp}, необходимого для перенесения песка по трещине, и расхода жидкости для компенсации фильтрационных потерь жидкости через её стенки. Следовательно, необходимый расход жидкости:

$$q_{\min} = q_{mp} + q_{ф}. \tag{11.22}$$

Для переноса песка по трещине необходимо, чтобы

$$q_{mp} = \frac{h \cdot W}{5 \cdot \mu}, \tag{11.23}$$

где q_{mp} – расход по трещине, л/с; h и W – высота вертикальной трещины и её ширина, см; μ – вязкость жидкости-песконосителя, мПа · с.

Расход жидкости для компенсации количества отфильтрованной жидкости рассчитывают, используя данные лабораторного эксперимента. Определяют фильтрацию данной жидкости через единицу поверхности натурального образца породы, подвергающейся ГРП, а затем рассчитывают:

$$q_{ф} = 4 \cdot h \cdot L \cdot q_{ф1}, \tag{11.24}$$

где $q_{ф}$ – расход жидкости для компенсации фильтрационных потерь, л/с; $q_{ф1}$ – фильтрационные затраты на единицу поверхности (на две стороны) трещины, л/(с · см^2); h и L – высота и полудлина трещины, м.

Известен также простой и надёжный подход к планированию расхода жидкости во время ГРП с достаточной точностью. Для этого используют уже описанный способ исследования отдельной скважины на приёмистость. Ожидаемый самый меньший и самый большой расход жидкости во время ГРП определяют с точностью до 20 % по зависимостям (11.10) и (11.11). Отметим, что $A_{q(\max)}$ = 8 применяют для жидкостей с вязкостью, близкой к вязкости пластовой жидкости, а $A_{q(\max)}$ = 5 для жидкостей с вязкостью, на два порядка большей.

Давление на устье скважины определяют для заданных диаметра НКТ, глубины их спуска, плотности жидкости и песка, концентрации песка в жидкости, вязкости жидкости и её расхода.

Давление на устье скважины во время ГРП:

$$p_{p(y)} = p_{p(\max)} - p_{гст} + p_{пот}, \tag{11.25}$$

где $p_{пот}$ – потери давления во время нагнетания жидкости, расчёт кото-

рых описан в разделе проектирования ГРП; $p_{гст}$ – давление гидростатического столба жидкости, которое определяют с учётом плотности жидкости.

Масса закрепителя трещин. Для скважин глубиной до 3000 м, как свидетельствует промысловый опыт сотен операций ГРП, проведённых в Предкарпатье, закрепителем трещин может быть кварцевый песок, соответствующий требованиям ТУ 39-982-84. Обычно применяют песок фракции 0,4–1,6 мм.

Расчёт массы закрепителя (песка) целесообразно производить с учётом необходимой поверхности трещины ГРП и удельного распределения его на единицу поверхности. Известно, что принятые значения проводимости трещины ГРП наблюдаются при удельной концентрации закрепителя m_n = 0,5 кг/м^2, которая соответствует разреженному монослою. Концентрации, превышающие m_n = 2,4 кг/м^2, соответствуют многослойному размещению закрепителя. Рекомендуется применять $m_n = 5 \div 20$ кг/м^2.

Оптимальную полудлину вертикальной трещины можно определить по эмпирической зависимости:

$$L = 143 \cdot k^{-0,27}, \tag{11.26}$$

где L – полудлина (одно крыло) двухсторонней вертикальной трещины, м;
k – проницаемость породы, фм^2 (1 фм^2 = 10^{-3} мкм^2).

Например, для k = 0,01 мкм^2 = 10 фм^2 необходимо значение L = 76 м, а для k = 1 фм^2 значение L = 143 м.

Поверхность двух полудлин трещины:

$$S_{mp} = 2 \cdot L \cdot h. \tag{11.27}$$

Здесь L определяют по формуле (11.26); h обычно равняется толщине пласта, подвергающегося ГРП, м.

Удельное распределение закрепителя (кг/м^2) в трещине можно рассчитать по эмпирической зависимости:

$$m_n = 10 + 100 \cdot (m - 0,08) \text{ для } m \le 0,11, \tag{11.28}$$

где $0,07 \le m \le 0,20$ – пористость породы, доли единицы.

Масса закрепителя (песка) (тонн) необходимая для закрепления трещин:

$$M_n = \frac{S_{mp} \cdot m_n}{1000}. \tag{11.29}$$

Как следует из уравнений (11.28) и (11.29), в прочных породах малой пористости количество закрепителя (песка), необходимое для закрепления трещин, значительно меньше, чем в мягких породах с большей пористостью.

Объём жидкостей для ГРП и концентрация песка. Во время ГРП в скважину последовательно нагнетают ньютоновскую маловязкую жидкость разрыва пласта, буферную и жидкость-песконоситель, характеризу-

ющиеся одинаковыми свойствами, которые обычно обладают не только вязкостью, но и часто неньютоновскими свойствами. В завершение закачивают маловязкую продавливающую жидкость.

Объём маловязкой жидкости разрыва обычно $V_{жр} = 20 \div 30$ м^3. Объём буферной жидкости, поступающей перед жидкостью-песконосителем, должен обеспечивать раскрытие трещин на ширину, большую диаметра закрепителя (3–5 мм).

Приближённо объём буферной жидкости можно определить следующим образом:

$$V_{бж} = (0{,}1 \div 0{,}3) \cdot V_{жп}. \tag{11.30}$$

Объём жидкости-песконосителя:

$$V_{жп} = 10^3 \cdot \frac{M_п}{C_п}, \tag{11.31}$$

где $C_п$ – концентрация песка в жидкости-песконосителе, кг/м^3.

Оптимальная концентрация песка в жидкости-песконосителе зависит от скорости падения зёрен закрепителя u.

Зависимость скорости падения песчинок диаметром 0,8 мм от вязкости жидкости запишем в виде:

$$u = \frac{638}{\mu^{0{,}73}}, \tag{11.32}$$

где u – скорость падения, м/ч; μ – вязкость, мПа · с.

Например, для $\mu = 40$ МПа · с имеем $u = 43$ м/ч, для $\mu = 2$ мПа · с имеем $u = 385$ м/ч.

Концентрацию песка (кг/м^3) определяют по формуле:

$$C_п = \frac{4000}{u}. \tag{11.33}$$

По данным проведения ГРП на Предкарпатье применяли следующие концентрации песка в жидкости-песконосителе:

- в воде $C_п = 15$ кг/м^3;
- в воде с 0,4 % ПАА с вязкостью $\mu = 40$ мПа · с $C_п = 90$ кг/м^3;
- в смеси гудрона с фильтратом веретенного масла с вязкостью $\mu = 150$ мПа · с $C_п = 120$–200 кг/м^3;
- в жидкости ВНИИнефти (РД 39-0147035-236-89) около 200–300 кг/м^3.

Объём (м^3) продавливающей жидкости:

$$V_{пж} = 0{,}785 \cdot \left(H_т \cdot d_{вт}^2 + [H - H_т] \cdot D_{вк}^2\right), \tag{11.34}$$

где $H_т$ – глубина спуска НКТ с пакером, м; H – глубина залегания пласта, подвергающегося ГРП, м; $d_{вт}$ и $D_{вк}$ – внутренние диаметры

НКТ и эксплуатационной колонны, м.

Размеры трещин ГРП. Полудлину вертикальной трещины рассчитываем по методике Ю.П. Желтова. Зависимость для расчёта полудлины одного крыла вертикальной двухсторонней трещины в случае фильтрующейся жидкости имеет следующий вид:

$$L = \left(\frac{V_{жп} \cdot q_m \cdot \mu}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot m \cdot k \cdot p_{гд}} \right)^{0,5}, \qquad (11.35)$$

где L – полудлина трещины, см; $V_{жп}$ – объём жидкости-песконосителя, см^3; q_m – расход жидкости во время закрепления трещин (q_{p4}, $q_{\max}$), см^3/с; μ – вязкость жидкости, мПа · с; h – толщина пласта, см; m – пористость породы, доли единицы; k – проницаемость породы, см^2; $p_{гд}$ – боковое горное давление (Па), которое определяется следующим образом:

$$p_{гд} = \frac{\Delta p_c + \Delta p_0}{2}, \qquad (11.36)$$

$\Delta p_c = p_{p(\max)} - p_{пл}$; $\Delta p_0 = p_0 - p_{пл}$.

Боковое горное давление также оценивают по формуле:

$$p_{гд} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot H \cdot \rho_n \cdot g \cdot 10^{-6}, \qquad (11.37)$$

где $p_{гд}$ – теоретическое боковое горное давление, МПа; ν – коэффициент Пуассона (обычно ν = 0,25); H – глубина пласта в скважине, м; ρ_n – плотность породы, кг/м^3; g – ускорение свободного падения (g = 9,8 м/с^2).

Считают, что образование трещины возможно, если перепад между давлением в скважине и пластовым давлением был больше, чем боковое горное давление

$$\Delta p_c > p_{гд}.$$

Если вязкость жидкости-песконосителя близка к вязкости пластовой жидкости, тогда для получения приемлемых размеров трещины (для прикарпатских месторождений) в числитель формулы (11.35) вводим коэффициент условного увеличения вязкости, приняв

$$\mu_{усл} = 4 \cdot \mu. \qquad (11.38)$$

Ширину трещины рассчитывают по формуле:

$$W = \frac{4 \cdot (1-\nu) \cdot (1+\nu) \cdot (\Delta p_c - p_{гд})}{3 \cdot E} \cdot L, \qquad (11.39)$$

где v – коэффициент Пуассона для горных пород (v = 0,25); E – модуль Юнга для горных пород ($E = (1 \div 8) \cdot 10^4$ МПа).

Число насосных агрегатов для ГРП определяют исходя из известных $p_{p(y)}$, $q_{\max}$, характеристики единого агрегата p_{a1}, q_{a1} и технического состояния агрегатов K_{a1} = 0,5 ÷ 0,9:

$$n_a = \frac{p_{p(y)} \cdot q_{\max}}{p_{a1} \cdot q_{a1} \cdot K_{a1}} + 1. \qquad (11.40)$$

Продолжительность проведения ГРП приблизительно оценивают по следующей зависимости:

$$t = 1440 \cdot \frac{\left(V_{жр} + V_{бж} + V_{жп} + V_{пр}\right)}{q_{\max}}, \qquad (11.41)$$

где t – продолжительность ГРП без подготовительно-завершающих работ, мин.

Технологическую эффективность ГРП с вертикальной трещиной в виде кратности роста дебита после ГРП оценивают по И.В. Кривоносову из условия притока к скважине с радиусом горизонтальной трещины $R_{тр}$ = = 0,25 · L, эквивалентным части её полудлины L:

$$\varphi = \frac{Q_{грп}}{Q_0} = Q \cdot \left(\frac{\lg R_к}{r_c}\right) \cdot \left(\frac{\lg R_к}{0{,}25 \cdot L}\right), \qquad (11.42)$$

где $Q_{грп}$ и Q_0 – соответственно дебиты после и до ГРП; $R_к$ – радиус контура питания; r_c – радиус скважины.

Если скважина имеет загрязнённую призабойную зону, принимаем за r_c приведённый радиус скважины $r_c = r_{пр}$.

Развитие технологии ГРП направлено на изучение фильтрационно-емкостных характеристик пластов, поля напряжений в пластах, размеров и формы трещин, их проводимости.

Для проектирования процесса применяют сложные расчёты на ЭВМ, дающие представление о динамике процесса развития трещин на фоне постоянного изменения свойств закачанной жидкости под влиянием температуры, скорости движения по трещине, инфильтрации в стенки трещины.

Расширяется спектр жидкостей для ГРП, совершенствуются примеси, снижающие инфильтрацию в стенки трещин. В промышленных масштабах применяют загущенные спирты и пены для ГРП в газовых скважинах.

Проблемным остаётся инициирование развития трещин в заданном интервале пласта и развитие их в определённом направлении, создание нетрадиционных конструкций насосных агрегатов высокой продуктивности,

определение способов уменьшения гидравлических потерь в скважине.

11.4 Примеры расчёта основных параметров ГРП

Задача 11.1.

Рассчитать давление и расход жидкости во время ГРП. Оценить возможность ГРП в скважине с использованием оборудования предприятия.

Пример 11.1.1.

Рассчитать ожидаемые давления и расход жидкости во время запланированного в скважине ГРП при следующих условиях:

- диаметр эксплуатационной колонны $D_к$ = 146 мм;
- толщина стенки эксплуатационной колонны $\delta_к$ = 10,0 мм;
- давление опрессовки эксплуатационной колонны $p_{опр}$ = 21 МПа;
- глубина искусственного забоя $H_з$ = 2850 м;
- глубина, на которой размещены верхнее и нижнее отверстия перфорации, $H_{вп}$ = 2744 м и $H_{нп}$ = 2847 м;
- толщина перфорированных пластов (без пропластков) $h_п$ = 35 м, в том числе тех, которые подвергаются ГРП, h = 12 м;
- пластовое давление $p_{пл}$ = 26,0 МПа;
- пластовая температура $T_{пл}$ = 75 °С;
- текущий дебит жидкости $Q_н$ = 95 м^3/сут.;
- текущая обводнённость W = 0;
- приёмистость агрегатом q_0 = 250 м^3/сут. при давлении $p_{0(y)}$ = = 20 МПа.

Для проведения ГРП спустить в скважину НКТ марки Е диаметром d_1 = 89 мм на глубину 5000 м якорь с пакером ПВН.

При ГРП применяют следующие жидкости:

- жидкость разрыва и продавливающую жидкость (водный раствор 0,2 % неонола) плотностью $\rho_{жр}$ = 1000 кг/м^3;
- буферную жидкость и песконоситель (водный 0,4 %-ный раствор ПАА) вязкостью $\mu_{жп}$ = 40 мПа · с и плотностью $\rho_{жр}$ = 1000 кг/м^3.

Насосные агрегаты УН1-630×700А (4АН-700) обладают максимальным рабочим давлением 70 МПа, но надёжно работают только при давлении, не превышающем 60 МПа.

Решение

1. Определим среднюю глубину интервала перфорации:

$$H_п = \frac{H_{вп} + H_{нп}}{2} = \frac{2744 + 2847}{2} = 2795 \text{ м} \approx 2800 \text{ м}.$$

2. Рассчитаем давление на забое p_0 во время испытания скважины на приёмистость при давлении на устье $p_{0(y)}$. Так как для этого применяют маловязкую жидкость (водный раствор ПАВ на устье) с небольшим расходом (q_0 = 250 м^3/сут.), то гидравлические потери незначительны – приблизительно $\Delta p_{затр}$ = 0,02 МПа/100 м в 89-мм НКТ:

$$p_0 = p_{0(y)} + 10^{-5} \cdot H_п \cdot \rho_{жр} - 0{,}01 \cdot H_т \cdot \Delta p_{тр};$$

$$p_0 = 20 + 10^{-5} \cdot 2800 \cdot 1000 - 0{,}01 \cdot 2500 \cdot 0{,}02 = 20 + 28 - 0{,}5 = 47{,}5 \text{ МПа}.$$

3. Находим начальный коэффициент приёмистости скважины для известных значений q_0 и p_0:

$$K_0 = \frac{q_0}{p_0 - p_{пл}} = \frac{250}{47{,}5 - 26{,}0} = 11{,}6 \text{ м}^3/(\text{сут.} \cdot \text{МПа}).$$

4. Рассчитаем ожидаемое давление на забое во время ГРП при четырёхкратном увеличении приёмистости по формуле (11.3). Для этого вначале рассчитаем по формуле (11.5):

$$A = \operatorname{tg} \beta = \frac{13650}{(10 \cdot p_0)^{-1{,}235}} = \frac{13650}{(10 \cdot 47{,}5)^{-1{,}235}} = 6{,}75;$$

$$p_{p4} = p_0 + \left(\frac{\eta}{A}\right) \cdot K_0 = 47{,}5 + \left(\frac{4}{6{,}75}\right) \cdot 11{,}6 = 47{,}5 + 6{,}9 = 54{,}4 \text{ МПа}.$$

Ожидаемое максимальное давление во время ГРП по формуле (11.17):

$$p_{p(\max)} = 1{,}06 \cdot p_{p4} = 1{,}06 \cdot 54{,}4 = 57{,}8 \text{ МПа}.$$

5. Определим ожидаемый максимальный расход жидкости для ГРП по формуле (11.11), приняв A_q = 6,7 для жидкости вязкостью $\mu_{жп}$ = = 40 мПа · с:

$$q_{\max} = A_{q(\max)} \cdot K_0 \cdot \left(A_p \cdot p_{p4} - p_{пл}\right) =$$

$$= 6{,}7 \cdot 11{,}6 \cdot (1{,}06 \cdot 54{,}4 - 26{,}0) = 2472 \approx 2500 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6. Рассчитаем давление на устье скважины (на насосных агрегатах) во время нагнетания в пласты жидкости разрыва по уравнению (11.25):

$$p_{p(y)} = p_{p(\max)} - p_{гст} + p_{пот}.$$

7. Гидравлические потери состоят из потерь в 89-мм трубах и по-

терь в 146-мм колонне. Рассчитаем их для турбулентного режима:

- в трубах:

$$p_{пот(т)} = \frac{0{,}01 \cdot H_т \cdot \left(6{,}02 \cdot 10^5 \cdot \rho_{жр}^{0{,}75} \cdot \left[\frac{q_{\max}}{1440} \right]^{1{,}75} \cdot \mu_{жр}^{0{,}25} \right)}{\left(d_т - 2 \cdot \delta_т \right)^{4{,}75}} =$$

$$= \frac{0{,}01 \cdot 2500 \cdot \left(6{,}02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0{,}75} \cdot \left(\frac{2500}{1440} \right)^{1{,}75} \cdot 1^{0{,}25} \right)}{77^{4{,}75}} =$$

$$= \frac{25 \cdot 2804{,}3 \cdot 10^5}{9437{,}6 \cdot 10^5} = 25 \cdot 0{,}307 = 7{,}67 \text{ МПа};$$

- в обсадной колонне:

$$p_{пот(к)} = \frac{0{,}01 \cdot \left(H_п - H_т \right) \cdot \left[6{,}02 \cdot 10^5 \cdot \rho_{жр}^{0{,}75} \cdot \left(\frac{q_{\max}}{1440} \right)^{1{,}75} \cdot \mu_{жр}^{0{,}25} \right]}{\left(D_к - 2 \cdot \delta_к \right)^{4{,}75}} =$$

$$= \frac{0{,}01 \cdot \left(2800 - 2500 \right) \cdot \left[6{,}02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0{,}75} \cdot \left(\frac{2500}{1440} \right)^{1{,}75} \cdot 1^{0{,}25} \right]}{\left(146 - 20 \right)^{4{,}75}} =$$

$$= \frac{\left(28 - 25 \right) \cdot 2804{,}3 \cdot 10^5}{94789 \cdot 10^5} = 3 \cdot 0{,}3 = 0{,}09 \text{ МПа}.$$

Следовательно, гидравлические потери:

$$p_{пот} = p_{пот(т)} + p_{пот(к)} = 7{,}67 + 0{,}09 = 7{,}76 \text{ МПа}.$$

Сравнивая затраты на 100 м длины НКТ и колонны (а именно, 0,307 и 0,03 МПа/100 м), видим, что последние в десять раз меньше, поэтому в приближённых расчётах давления во время ГРП их можно не учитывать. Но мы произведём точный расчёт.

Таким образом, по формуле (11.25):

$$p_{жр(у)} = 57{,}8 - 28 + 7{,}76 = 37{,}6 \text{ МПа}.$$

9. Определим давление во время нагнетания в пласт буферной жидкости. Для этого вначале рассчитаем гидравлические потери в НКТ и колонне по тем же формулам, как и во время нагнетания жидкости разрыва.

Анализируя расчёты п. 7 видим, что гидропотери во время нагнета-

ния вязкой жидкости с $\mu_{бж}$ = 40 мПа · с и $\rho_{бж}$ = 1000 кг/м^3 будут больше, чем при нагнетании воды, так как $(\mu_{бж})^{0,25} = 40^{0,25} = 2,515$.

Следовательно, затраты в НКТ будут увеличены в 2,515 раз, а именно:

$$p_{пот(т)} = 25 \cdot 0,307 \cdot 2,515 = 25 \cdot 0,772 = 19,3 \text{ МПа};$$

$$p_{пот(к)} = 3 \cdot 0,03 \cdot 2,515 = 3 \cdot 0,075 = 0,226 \approx 0,2 \text{ МПа};$$

$$p_{пот} = 19,3 + 0,2 = 19,5 \text{ МПа}.$$

Ожидаемое давление на устье во время нагнетания буферной жидкости:

$$p_{жр(у)} = 57,8 - 28 + 19,5 = 49,3 \text{ МПа}.$$

10. Давление во время нагнетания жидкости-песконосителя определяем с учётом влияния песка на гидравлические потери.

Для этого рассчитаем плотность и условную вязкость смеси жидкости с песком.

Плотность смеси:

$$\rho_{см} = \left(\frac{C_п}{C_п + \rho_п} \right) \cdot (\rho_п - \rho_{жп}) + \rho_{бж},$$

где $C_п$ = 90 кг/м^3 – концентрация песка в жидкости; $\rho_{бж}$ и $\rho_{жп}$ – плотность буферной жидкости и жидкости-песконосителя, кг/м^3.

Следовательно,

$$\rho_{см} = \left(\frac{90}{90 + 2550} \right) \cdot (2550 - 1000) + 1000 = 0,034 \cdot 1550 + 1000 = 1053 \text{ кг/м}^3.$$

Условная вязкость смеси:

$$\mu_{см} = \mu_{бж} \cdot \exp(3,18 \cdot 0,034) = 44,6 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Определим множитель увеличения гидропотерь (расхода):

$$(\mu_{см})^{0,25} = (44,6)^{0,25} = 2,584.$$

Следовательно, потери давления в трубах и колонне:

$$p_{пот} = 25 \cdot 0,307 \cdot 2,584 + 3 \cdot 0,03 \cdot 2,584 = 19,83 + 0,23 = 20,06 \text{ МПа}.$$

Ожидаемое давление на устье во время закрепления трещин песком:

$$p_{жп(у)} = 57,8 - 28 + 20,06 = 49,9 \text{ МПа}.$$

Таким образом, сравнивая максимальные ожидаемые давления на всех этапах ГРП ($p_{жр(у)}$ = 37,6 МПа; $p_{бж(у)}$ = 49,3 МПа и $p_{жр(у)}$ = 49,9 МПа), видим, что они меньше практически возможных для применяемых насосных агрегатов УН 1-630×70А (4АН-700) давлений на 60 МПа. Поэтому ГРП в скважине имеющимися техническими средствами возможен.

Задача 11.2.

Рассчитать объёмы жидкостей для ГРП и массу закрепителя трещин (песка) для скважины, эксплуатирующей эоценовые залежи Долинского месторождения.

Пример 11.2.1.

Основные исходные данные о скважине приведены в примере 11.1.1. Известно также, что пористость пород m = 0,13; средняя проницаемость k = 0,01 мкм^2; толщина пласта, подвергающегося ГРП, h = 12 м.

Решение

1. Определим необходимую полудлину вертикальной трещины, которая должна обеспечить минимальный прирост дебита по формуле (11.26):

$$L = 143 \cdot k^{-0,27} = 143 \cdot 10^{-0,27} = 143 \cdot 0,537 = 76,8 \text{ м}.$$

2. Поверхность фильтрации двух полудлин трещины по формуле (11.27):

$$S_{тр} = 2 \cdot L \cdot h = 2 \cdot 76,8 \cdot 12 = 1843 \text{ м}^2.$$

3. Необходимое удельное распределение закрепителя в трещине по формуле (11.28):

$$m_n = 10 + 100 \cdot (m - 0,08) = 10 + 100 \cdot (0,13 - 0,11) = 12 \text{ кг/м}^3.$$

4. Масса песка, необходимая для закрепления трещины, согласно формуле (11.29):

$$M_n = \frac{S_{тр} \cdot m_n}{1000} = \frac{1843 \cdot 12}{1000} = 22,1 \text{ тонн}.$$

5. Объём жидкости разрыва рассчитываем соответственно с потребностью исследования на приёмистость с возрастающим расходом жидкости и начальным раскрытием трещин. Обычно $V_{жр}$ = 20 ÷ 30 м^3 маловязкой жидкости.

6. Объём жидкости-песконосителя определяем исходя из необходимой массы песка и допустимой его концентрации.

По уравнению (11.33) с учётом формулы (11.32) рекомендуемая концентрация песка:

$$C_n = \frac{4000 \cdot \mu_{жп}^{0,73}}{638} = 6,27 \cdot \mu_{жп}^{0,73}.$$

Для $\mu_{жп} = \mu_{бж}$ = 40 мПа · с находим:

$$C_n = 6,27 \cdot 14,77 = 92,6 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем допустимую концентрацию песка C_n = 90 кг/м^3. Объём жидкости-песконосителя определяем по зависимости (11.31):

$$V_{жп} = 10^3 \cdot \frac{M_n}{C_n} = 10^3 \cdot \frac{22{,}1}{90} = 246 \text{ м}^3.$$

7. Объём буферной жидкости находим по условию:

$$V_{бж} = 0{,}3 \cdot V_{жп} = 0{,}3 \cdot 246 \approx 74 \text{ м}^3.$$

8. Объём продавливающей жидкости (м^3) рассчитываем по формуле (11.34):

$$V_{пж} = 0{,}785 \cdot \left(H_т \cdot d_{вт}^2 + [H - H_т] \cdot D_{вк}^2\right) =$$

$$= 0{,}785 \cdot \left[2500 \cdot 0{,}077^2 + (2800 - 2500) \cdot 0{,}146^2\right] =$$

$$= 0{,}785 \cdot (14{,}8 + 6{,}4) = 16{,}6.$$

Таким образом, во время ГРП в скважину будут закачаны последовательно:

- 30 м^3 жидкости разрыва;
- 74 м^3 буферной жидкости;
- 246 м^3 жидкости-песконосителя;
- 16,6 м^3 продавливающей жидкости и 22 тонны песка.

Задача 11.3.

Рассчитать размеры трещин, образовывающихся при ГРП.

Пример 11.3.1.

Основная исходная информация о скважине и процессе ГРП содержится в условиях и результатах задач 11.1 и 11.2. Известно также, что коэффициент Пуассона для пород ν = 0,25, а модуль Юнга $E = 10^4$ МПа. Плотность пород ρ_n = 2600 кг/м^3.

Решение

Полудлину одного крыла двухсторонней вертикальной трещины рассчитываем по зависимости (11.35).

Предварительно рассчитываем боковое горное давление по зависимости (11.36):

$$p_{гд} = \frac{\Delta p_c + \Delta p_0}{2}.$$

Находим значение Δp_0 (перепада давления между скважиной и пластом в начале раскрытия трещин), равное репрессии на пласт на острие трещины в глубине пласта:

$$\Delta p_0 = p_0 - p_{пл} = 47{,}5 - 26{,}0 = 21{,}5 \text{ МПа}.$$

Перепад давления между забоем скважины и пластом во время ГРП:

$$\Delta p_c = p_{p(\max)} - p_{пл} = 57{,}8 - 26{,}0 = 31{,}8 \text{ МПа}.$$

Следовательно,

$$p_{гд} = \frac{31{,}8 + 21{,}5}{2} = 26{,}7 \text{ МПа}.$$

Для идеально упругих пород из теоретических соображений боковое горное давление можно рассчитать по формуле (11.37):

$$p_{гд} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot H \cdot \rho_n \cdot g \cdot 10^{-6} =$$

$$= \left(\frac{0{,}25}{1-0{,}25} \right) \cdot 2800 \cdot 2600 \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-6} = 23{,}8 \text{ МПа}.$$

Из определённых двух значений выбираем большее:

$$p_{гд} = 26{,}7 \text{ МПа} = 26{,}7 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Рассчитаем полудлину трещины, образующейся во время нагнетания жидкости разрыва при таких условиях:

$V_{жр} = 30$ м^3 $= 30 \cdot 10^6$ см^3; $q = 2500$ м^3/сут. $= 29000$ см^3/с;

$\mu_{жр} = 1$ мПа; $c = 0{,}001$ Па · с;

$h = 12$ м $= 1200$ см; $h^2 = 1{,}44 \cdot 10^6$ см^2;

$m = 0{,}13$; $k = 0{,}01 \cdot 10^{-8}$ см^2,

по (11.38) $\mu_{усл} = 4 \cdot \mu = 0{,}004$ Па · с.

Подставив значения в формулу (11.35), находим:

$$L_{жр} = \left(\frac{V_{жп} \cdot q_m \cdot \mu}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot m \cdot k \cdot p_{гд}} \right)^{0{,}5} =$$

$$= \left(\frac{30 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0{,}004}{2 \cdot 3{,}14^2 \cdot 1{,}44 \cdot 10^6 \cdot 0{,}13 \cdot 0{,}01 \cdot 10^{-8} \cdot 26{,}7 \cdot 10^6} \right)^{0{,}5} =$$

$$= \left(\frac{3480 \cdot 10^6}{0{,}01 \cdot 10^6} \right)^{0{,}5} = 590 \text{ см} = 5{,}9 \text{ м}.$$

Ширина такой трещины по формуле (11.39) составляет:

$$W_{жр} = \frac{4 \cdot (1-\nu) \cdot (1+\nu) \cdot (\Delta p_c - p_{гд})}{3 \cdot E} \cdot L =$$

$$= \left[\frac{4 \cdot (1 - 0{,}25) \cdot (1 + 0{,}25) \cdot (31{,}8 - 26{,}7)}{3 \cdot 10^4} \right] \cdot 590 =$$

$$= \left[\frac{4 \cdot 0{,}5 \cdot 1{,}25 \cdot 5{,}1}{3 \cdot 10^4} \right] \cdot 590 = 0{,}25 \text{ см}.$$

Очевидно, трещины такой ширины практически невозможно закрепить песком. Для увеличения размеров трещины нагнетаем вязкую буферную жидкость без песка по условиям и расчётам задач 11.1 и 11.2, т.е. $V_{бж}$ = 74 м^3 = 74 · 10^6 см^3; $\mu_{бж}$ = 40 мПа · с = 0,04 Па · с. Остальные данные берём из предыдущего расчёта.

Полудлина трещины, образующейся во время нагнетания вязкой буферной жидкости:

$$L_{бж} = \left[\frac{74 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0{,}004}{2 \cdot 3{,}14^2 \cdot 1{,}44 \cdot 10^6 \cdot 0{,}13 \cdot 0{,}01 \cdot 10^{-8} \cdot 26{,}7 \cdot 10^6} \right]^{0{,}5} =$$

$$= \left[\frac{8584 \cdot 10^6}{0{,}01 \cdot 10^6} \right]^{0{,}5} = 2930 \text{ см} = 29{,}3 \text{ м}.$$

Ширина трещины:

$$W_{бж} = \frac{4 \cdot 0{,}5 \cdot 1{,}25 \cdot 5{,}1}{3 \cdot 10^4} \cdot 2930 = 1{,}24 \text{ см}.$$

Таким образом, после нагнетания буферной жидкости трещина раскрыта достаточно широко и развита глубоко.

Рассчитаем размеры трещины, которая образуется после поступления в пласт вслед за буферной жидкостью жидкости-песконосителя. Дополнительные исходные данные:

$$V = V_{бж} + V_{жп} = 74 + 246 = 320 \text{ м}^2 = 320 \cdot 10^6 \text{ см}^3;$$

$$\mu_{жп} = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0{,}004 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Полудлина трещины:

$$L_{жп} = \left[\frac{320 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0{,}004}{2 \cdot 3{,}14^2 \cdot 1{,}44 \cdot 10^6 \cdot 0{,}13 \cdot 0{,}01 \cdot 10^{-8} \cdot 26{,}7 \cdot 10^6} \right]^{0{,}5} =$$

$$= \left[\frac{371200 \cdot 10^6}{0{,}01 \cdot 10^6} \right]^{0{,}5} = 6093 \text{ см} = 61 \text{ м}.$$

Ширина трещины:

$$W_{жр} = \left(\frac{4 \cdot 0{,}5 \cdot 1{,}25 \cdot 5{,}1}{3 \cdot 10^4} \right) \cdot 6093 = 2{,}6 \text{ см} = 0{,}026 \text{ м}.$$

Ширина трещины, очевидно, в несколько раз завышена. Оценим объём трещины и сравним его с объёмом закрепителя в количестве 22 тонны. Учитываем, что удельный объём песка в трещине равен 1,6 м^3/т. Объём песка, использованного во время ГРП:

$$V_n = \frac{M_n}{1{,}6} = \frac{22{,}1}{1{,}6} = 13{,}7 \text{ м}^3.$$

Объём трещины:

$$V_{тр} = S_{тр} \cdot W_{жп} = 2 \cdot L_{жп} \cdot h \cdot W_{жр} = 2 \cdot 61 \cdot 12 \cdot 0{,}026 = 38 \text{ м}^3.$$

Таким образом, объём раскрывающихся трещин может вместить значительно больше песка, чем закачано с жидкостью-песконосителем. Объём отфильтрованной в пласт жидкости при ГРП:

$$V_{ф(пл)} = V_{жр} + V_{бж} + V_{жп} - V_{тр} = 30 + 74 + 246 - 38 = 312 \text{ м}^3.$$

Задача 11.4.

Рассчитать параметры процесса ГРП в скважине.

Пример 11.4.1.

По условиям задач 11.1–11.3 изобразить таблично и графически изменение основных параметров во время проведения ГРП. Параметры режимов ГРП приведены в таблице 11.6.

Решение

Для расчёта параметров процесса ГРП задаёмся возрастающим фиксированным расходом жидкости, отвечающим режимам работы насосных агрегатов 4АН-700, указанным ниже.

Номер режима	1	2	3	4
q_i, м^3/сут.	276	656	1313	1658
Число агрегатов	1	2	4	4
Скорость	первая			
Частота вращения, об./мин.	100	1200	1200	1500

Все остальные значения расхода зависят от $q_{\max}$, определённого по формуле (11.11).

Время закачивания для режимов 1–6 фиксированное на уровнях, указанных в таблице 11.6, а для 7–10 – рассчитано как частное от деления соответствующих объёмов на расход жидкости.

Давление на забое во время изменения расхода от 276 м^3/сут. до $0{,}85 \cdot q_{\max}$ можно определить по индикаторной кривой.

Давление на устье рассчитывают по схеме, описанной в задаче 11.1. Репрессию в пласте определяют как разницу $p_{0i} - p_{пл} = \Delta p_i$, а коэффициенты приёмистости – по следующей зависимости:

$$K_{0i} = \frac{q_i}{\Delta p_i}.$$

Результаты расчётов, выполненных на ПЭВМ для условий нашей задачи, сведены в таблицу 11.7.

Таблица 11.6 – Параметры режимов ГРП

Номер режима	Расход жидкости q_i, м^3/сут.	Время закачки t_i, мин.	Время от начала ГРП, мин.	Объём жидкости V_i, м^3	Давление на забое p_i, МПа	Давление на устье p_y, МПа	Репрессия на пласт Δp_i, МПа	Коэффициент приёмистости K_{0i}, м^3/(сут. · МПа)
1	276	10	10	$q_i \cdot t_i$	p_{0i}	p_{0yi}	Δp_i	K_{0i}
2	656	5	15	$q_i \cdot t_i$	p_{0i}	p_{0yi}	Δp_i	K_{0i}
3	1313	5	20	$q_i \cdot t_i$	p_{0i}	p_{0yi}	Δp_i	K_{0i}
4	1658	5	25	$q_i \cdot t_i$	p_{0i}	p_{0yi}	Δp_i	K_{0i}
5	$0{,}7 \cdot q_{\max}$	3	26	$q_i \cdot t_i$	p_{0i}	p_{0yi}	Δp_i	K_{0i}
6	$0{,}85 \cdot q_{\max}$	3	31	$q_i \cdot t_i$	p_{0i}	p_{0yi}	Δp_i	K_{0i}
7	$q_{\max}$	$\frac{V_{жр}}{q_{\max}}$	t_p	$V_{жр} = \sum q_i \cdot t_i$	$p_{ж}(\max)$	$p_{жр}(y)$	$\Delta p_{жр}$	$K_{\max}$
8	$q_{\max}$	$\frac{V_{бж}}{q_{\max}}$	$t_{бж}$	$V_{бж}$	$p_{ж}(\max)$	$p_{бж}(y)$	$\Delta p_{бж}$	$K_{\max}$
9	$q_{\max}$	$\frac{V_{жп}}{q_{\max}}$	$t_{жп}$	$V_{жп}$	$p_{ж}(\max)$	$p_{жп}(y)$	$\Delta p_{жп}$	$K_{\max}$
10	$q_{\max}$	$\frac{V_{пр}}{q_{\max}}$	$t_{пр} \cdot \sum t_i$	$V_{пр}$	$p_{ж}(\max)$	$p_{пр}(y)$	$\Delta p_{пр}$	$K_{\max}$

Таблица 11.7 – Режимы ГРП скважины

Тип жидкости	Время, мин.	Сумма времени, мин.	q_i, м^3/сут.	V_i, м^3	$\sum V_i$, м^3	p_{0i}, МПа	p_{yi}, МПа	K_{0i}, м^3/(сут.·МПа)	L, м
ЖР	10	10	276	1,9	1,9	46,5	18,67	13,89	0,6
ЖР	5	15	656	2,3	4,2	47,9	20,60	30,86	1,3
ЖР	5	20	1313	4,2	8,4	50,3	24,65	55,50	2,5
ЖР	5	25	1658	4,5	12,9	51,5	27,09	66,54	3,4
ЖР	3	28	1753	3,7	16,6	51,9	27,80	69,38	4,0
ЖР	3	31	2129	4,4	21,0	53,2	30,74	79,91	4,9
ЖР	8	39	2504	13,8	34,8	54,6	37,19	–	6,5
БЖ	42	81	2504	73,7	108,5	54,6	48,17	80,04	29,8
ЖП	141	222	2504	246	354,5	54,6	49,87	79,24	65,4
ПР	9	231	2504	16,3	370,8	54,6	48,17	–	–

На рисунке 11.15 показано изменение основных параметров во время ГРП по результатам расчётов таблицы 11.7

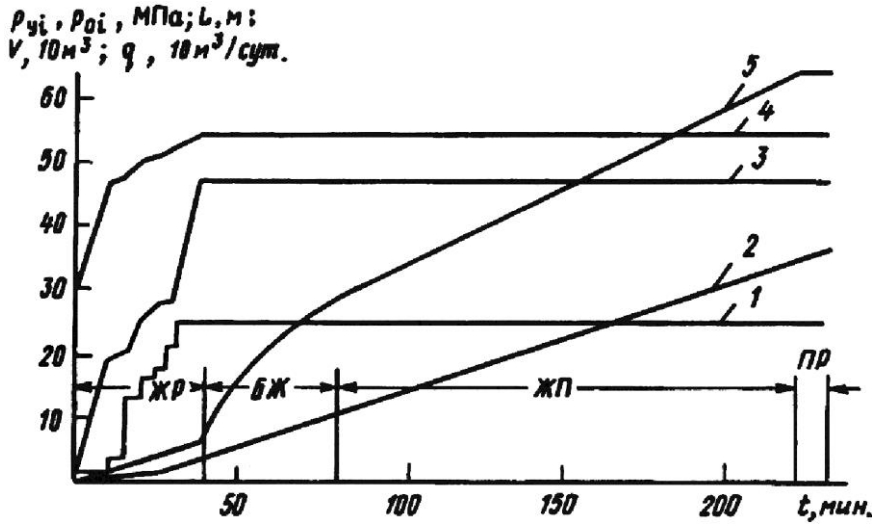


Рисунок 11.15 – Изменение основных параметров при ГРП:
1 – расход жидкости q; 2 – объём жидкости V; 3 – давление на устье скважины p_{yi}, МПа; 4 – давление на забое p_{0i}; 5 – полудлины трещины L, м; t – время от начала ГРП

11.5 Проектирование ГРП на персональных ЭВМ

Мировой опыт проведения ГРП подтверждает, что применение ПЭВМ для проектирования процесса значительно повышает эффективность работ. Разработаны математическая модель, алгоритм и программа проектирования ГРП на ПЭВМ с учётом ограниченной информации, имеющейся в распоряжении технолога. В модели использованы результаты теоретических и промысловых исследований процесса (см. подраздел 11.3). Проектируют технологические режимы, определяют потребность в материально-технических ресурсах, оценивают технико-экономическую целесообразность проведения ГРП.

11.5.1 Исходная вводная информация для проектирования ГРП

Описание информации, необходимой для проектирования ГРП, приведено в таблице 11.8.

Таблица 11.8 – Вводная информация для проектирования ГРП

Номер по порядку	Параметры	Единица измерения
1	2	3
1	Предприятие	
2	Месторождение	
3	Скважина	
4	Пласт	
5	Дата начала эксплуатации	
6	Дебит нефти:	
	начальный	тонн/сут.
	текущий	тонн/сут.
7	Дебит воды:	
	начальный	тонн/сут.
	текущий	тонн/сут.
8	Дебит газа:	
	начальный	1000 $м^3$/сут.
	текущий	1000 $м^3$/сут.
9	Пластовое давление:	
	начальное	МПа
	текущее	МПа
10	Способ эксплуатации (фонтанная, ШГН)	
11	Диаметр штуцера (тип ШГН)	мм
12	Давление буферное (длина хода)	МПа (м)
13	Давление затрубное (количество ходов)	МПа (1/мин.)
14	Диаметр внешний эксплуатационной колонны	мм
15	Толщина стенки в интервале ГРП	мм
16	Давление опрессовки колонны	МПа
17	Диаметр внешний НКТ во время эксплуатации в скважине	мм
18	Толщина стенки НКТ	мм
19	Глубина спуска НКТ	м
20	Глубина забоя:	
	искусственного	м
	текущего	м
21	Коэффициент нефтенасыщения	доли единицы
22	Давление насыщения	МПа
23	Температура пласта	°С
24	Приёмистость насосного агрегата	$м^3$/сут.
25	Давление на устье во время исследования	МПа
26	Радиус контура питания	м
27	Радиус скважины	м
28	Плотность нефти	тонн/$м^3$
29	Плотность воды пластовой	тонн/$м^3$

Продолжение таблицы 11.8

1	2	3
30	Коэффициент гидродинамического совершенства (снижение давления перед ГРП)	доли единицы
31	Глубина залегания пласта:	
	верх	м
	низ	м
32	Толщина перфорации	м
33	Пористость прослойки	%
34	Тип коллектора	
35	Проницаемость пород	мкм^2
36	Диаметр отверстий перфорации	мм
37	Число отверстий	отв./мин.
38	Диаметр НКТ для ГРП	мм
39	Глубина спуска НКТ	м
40	Тип пакера	
41	Давление опрессовки пакера	МПа
42	Давление опрессовки наземного оборудования и пакера	МПа
43	Допустимое давление в устье во время ГРП	МПа
44	Коэффициент эксплуатации скважины	
45	Коэффициент ежемесячного изменения дебита	
46	Время работы скважины после ГРП с увеличенным дебитом	мес.
47	Цена 1 тонны нефти	руб.
48	Цена 1000 м^3 газа	руб.
49	Себестоимость 1 тонны нефти	руб.
50	Себестоимость 1000 м^3	руб.
51	Затраты на проведение ГРП (по смете)	руб.

11.5.2 Этапы проектирования ГРП

Этап 1. Исследовать скважину для определения её дебита, коэффициента продуктивности, состояния призабойной зоны, профиля работы и приёмистости q_0 и p_0.

Определение p_{p4} и $p_{p(\max)}$ по формулам (11.3) или (11.15) и (11.16); q_{p4} и $q_{\max}$ – по уравнениям (11.10) и (11.11).

Этап 2. Выбрать диаметр и глубину спуска НКТ, пакер, тип жидкости, её плотность и вязкость (при необходимости кажущуюся), тип закрепителя, диаметр его зёрен и плотность.

Определить давление в устье $p_{p(y)}$ по уравнению (11.25) и количество насосных агрегатов n_a по формуле (11.40).

Этап 3. Определить полудлину трещин по уравнению (11.35) и ширину по формуле (11.39).

Этап 4. Найти массу песка M_n по формуле (11.29) и объём жидкостей по (11.31), $V_{пж}$ – по (11.34).

Этап 5. Определить ожидаемую кратность увеличения дебита после ГРП: φ – по формуле (11.42); объём дополнительной нефти ΔQ; стоимость гидроразрыва пласта $Ст_{грп}$. Проверить экономическую целесообразность ГРП и принять решение относительно выполнения процесса или увеличения параметров M_n и $V_{жп}$ для расширения трещин, после чего повторно проверить экономическую целесообразность работы.

11.5.3 Организационно-технологический план проведения глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта (на примере скважины Самотлорского месторождения)

Скважина № 3333, куст 33, пласт $БВ_{10}$, месторождение Самотлорское. Эксплуатация – фонтанная.

1. Данные о скважине.
   1.1 Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм.
   1.2 Толщина стенки эксплуатационной колонны 9,0 мм.
   1.3 Давление опрессовки эксплуатационной колонны 23 МПа.
   1.4 Забой искусственный 2000 м.
   1.5 Максимальный угол наклона, градус на глубине __ м.
   1.6 Верхнее и нижнее отверстие перфорации, 1900–1950 м.
   1.7 Толщина перфорированных пластов (без перемычек) 10 м.
   1.8 Пластовое давление 20 МПа.
   1.9 Пластовая температура 80 °С.
   1.10 Текущий дебит жидкости 20,0 $м^3$/сут.
   1.11 Текущая обводнённость 0 %.
   1.12 Приёмистость 300,0 $м^3$/сут. при давлении 14,0 МПа.

Ожидаемый градиент давления разрыва пласта 1,9 МПа/100 м.

2. Подготовка спецтехники и транспорта (СТиТ).

Провести профилактику и обеспечить наличие на скважине СТиТ (табл. 11.9).

Таблица 11.9 – Профилактические мероприятия

Название вида СТиТ	Тип спецтехники	Количество
Агрегат насосный	АН-700	4
Цементировочный агрегат	ЦА-320	5
Пескосмесительный агрегат	УСП-50	1
Блок манифольда насосного агрегата	БМ-700	
Станция контроля цементирования	СКЦ-2М	
Автоцистерны (вместимость)	АЦ-10 (25 $м^3$)	
Паропередвижная установка	ППУ	
Грузовые автомобили	ЗИЛ-131	
	Урал	
	ГАЗ-66	
	МАЗ	

3. Подготовительные работы к ГГРП.

3.1 Спустить в скважину НКТ марки Е диаметром 89 мм (равнопрочные) на глубину 1800 м пакер типа ПВН на глубину 1790 м, якорь типа ЯГ. Опрессовать пакер на давление 47 МПа. Устье оборудовать арматурой 2АУ-700.

Примечание. Работы, указанные в п. 3.1, выполняются в соответствии с планом на капитальный ремонт данной скважины.

3.2 Подготовить площадку для расстановки спецтехники и ёмкостей для технологических жидкостей.

3.3 Установить ёмкости и проложить трубопроводы от ёмкостей до мест расстановки спецтехники.

3.4 Расставить спецтехнику и обвязать её с устьем скважины и технологическими ёмкостями по типовой схеме.

3.5 Оборудовать устье скважины манометрами.

3.6 Опрессовать высоконапорные нагнетательные линии и арматуру на устье давлением 70 МПа. Составить акт опрессовки.

4. Приготовление технологических жидкостей и материалов.

Приготовить и иметь на скважине до начала проведения ГГРП рабочие агенты в указанных количествах (табл. 11.10).

Таблица 11.10 – Расчёт материалов для ГГРП

Состав	Потребность				
	жидкости всего, $м^3$	реагентов			
		удельный расход, $кг/м^3$	всего, тонн	плотность, $кг/м^3$	вязкость, мПа · с
Жидкость разрыва	24,75	–	–	1,000	1,00
Вода техническая (основа)	–	–	24,686	–	–
ПАВ	–	3	0,075	–	–
Жидкость буферная	17,25	–	–	0,940	100,00
Вода техническая (основа)	–	–	11,007	–	–
Реагент 1	–	5	0,086	–	–
Нефть товарная	–	300	5,175	–	–
Жидкость-песконоситель	57,50	–	–	0,940	100,00
Вода техническая (основа)	–	–	36,690	–	–
Реагент 1	–	5	0,287	–	–
Нефть товарная	–	300	17,250	–	–
Жидкость продавочная	16,99	–	–	1,000	1,00
Вода техническая (основа)	–	–	16,994	–	–
Песок кварцевый	–	–	10,35	–	–

Приготовление технологических жидкостей производится в соответствии с РД 394-147035-236-89 «Инструкция по технологии глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта» или другими руководящими документами.

5. Порядок проведения ГГРП.

Процесс ГГРП осуществляется при следующих расчётных параметрах и режимах закачки (табл. 11.11).

Таблица 11.11 – Режимы ГРП

Число агрегатов 4АН-700	Номер передачи	Частота вращения вала, об./мин.	Расход жидкости, $м^3$/сут.; мин.	Длительность закачки, мин.	Объём закачки	Ожидаемое давление на устье, МПа	Ожидаемый коэффициент приёмистости, $м^3$/(сут. · МПа)
Жидкость разрыва							
1	1	1000	276; 0,2	10	2	16	15
2	1	1200	656; 0,5	5	2,5	19	32
4	1	1200	1313; 0,9	5	4,5	21	56
4	1	1200	1658; 1,2	5	6,0	24	66
4		1500	1900; 1,3	9	12,0	26	72
Жидкость-песконоситель							
4	–	–	1900; 13	43	575	32	72
Жидкость буферная							
4			1900; 1,3	13	17,0	33	72
Жидкость продавочная							
4			1900; 1,3	13	17,0	33	72

Максимально допустимое давление на устье 47 МПа. Ожидаемое давление разрыва на устье при наибольшем расходе 33 МПа.

Последовательность работ по осуществлению процесса ГГРП следующая.

5.1 Испытать скважину на приёмистость путём закачки 9 $м^3$ жидкости разрыва на трёх режимах.

5.2 Осуществить гидроразрыв пласта, для чего произвести закачку 18 $м^3$ жидкости разрыва при постепенно нарастающем темпе, достичь раскрытия и развития трещин.

5.3 Для развития трещин закачать буферную жидкость объёмом 17 $м^3$.

5.4 Для закрепления трещин закачать жидкость-песконоситель объёмом 58 $м^3$, песка 10,3 тонн при дозировке песка 180,0 кг/$м^3$.

5.5 Продавить жидкость-песконоситель в пласт, для чего закачать 17 $м^3$ продавочной жидкости.

5.6 Если через 30 мин. после окончания продавки давление на устье снизится до величины, меньшей, чем при испытании скважины согласно п. 5.1, необходимо испытать скважину на приёмистость путём закачки 1–2 $м^3$ продавочной жидкости.

5.7 Отсоединить агрегаты.

5.8 Оставить скважину на 16 часов для перераспределения давления в пластах, подвергнутых гидроразрыву, и смыкания трещины.

5.9 Составить акт о проведённых работах по ГГРП.

6. Заключительные работы.

6.1 После спада давления извлечь из скважины подземное оборудование и замерить забой.

6.2 При наличии песчаной пробки промыть скважину до глубины 2000 м.

6.3 Произвести термокаротаж для установления профиля приёмистости и места расположения трещины.

6.4 Спустить скважинное оборудование, освоить скважину и пустить в работу в соответствии с планом проведения КРС.

7. Ожидаемые технико-экономические показатели ГГРП.

7.1 Ожидаемый дебит жидкости после ГГРП 34,7 $м^3$/сут.

7.2 Ожидаемая дополнительная добыча нефти 2,2 тыс. тонн.

7.3 Продолжительность процесса ГГРП (по п. 5 плана) 1,7 часов.

7.4 Стоимость ГГРП (по п. 5 плана) 20,95 тыс. руб., а всего с учётом стоимости капремонта скважины 40,77 тыс. руб.

7.5 Ожидаемый экономический эффект 69,42 тыс. руб.

Во всех задачах единица стоимости рубль – относительна.

8. Ответственность за проведение работ и их безопасность

8.1 Мастер бригады по добыче нефти по п. 3.2.

8.2 Мастер бригады КРС по п. 3.1, 6.

8.3 Мастер бригады ГГРП по п. 2, 3.3–3.6, 4, 5.

Ведущий инженер ЦКРС.

Ведущий геолог ЦКРС.

11.6 Опыт применения ГРП на скважинах

Гидравлический разрыв пласта – наиболее эффективный и широко распространённый метод обработки призабойной зоны скважин. Однако на начальном этапе внедрения этого процесса встречается множество затруднений, обусловленных отсутствием в нефтепромысловой практике опыта проведения его в данных условиях. Поэтому необходимо уделять большое внимание промысловым исследованиям процесса, накоплению промысловых данных и их анализу.

Совершенствование и выбор оптимальных технологических схем ГРП целесообразно осуществлять на основе обобщения опыта вскрытия пласта, разработки залежей и с учётом анализа результатов предыдущих операций ГРП.

Большой опыт эффективного применения ГРП маловязкими жидкостями вязкостью от 1 до 200 мПа · с (такими как вода, вода с добавкой полимеров, водонефтяная эмульсия, загущенные жидкостями на нефтяной основе) накоплен на месторождениях Предкарпатья.

В рассматриваемых условиях успешно применяли ГРП с закреплением и без закрепления трещин.

Ниже обобщён опыт ГРП в Долинском нефтепромысловом районе, проведены сопоставления различных технологических схем и даны оценки влияния параметров процессов на их результаты.

11.6.1 Гидравлический разрыв без закрепления трещин

До последнего времени ГРП без закрепления трещин не нашёл широкого применения, по-видимому, ввиду того, что на промыслах его часто смешивают с малоэффективными процессами, проводимыми при низких давлениях и расходах, – продавливанием водой или нефтью.

В соответствии с существующими представлениями при использовании процессов без закрепления трещин (продавливанием или ГРП) на забое должны создаваться давления, достаточные для раскрытия естественных трещин. Объёмы и расходы нагнетаемой воды или нефти должны обеспечить создание в открывшихся трещинах скоростей, достаточных для переноса загрязняющего их материала внутрь пласта. Возможно также изменение формы поверхности трещин, предупреждающее полное смыкание их после снижения давления.

В качестве дополнительного фактора, способствующего успешности ГРП без закрепления трещин и предупреждающего полное смыкание их после снижения избыточного давления в скважине, следует учитывать необратимую деформацию горных пород.

По результатам лабораторных исследований установлено необратимое снижение (гистерезис) проницаемости песчаников Долинского месторождения вследствие неупругих деформаций при последовательном повышении и снижении внешнего давления сжатия, которое как бы имитирует горное давление. Поэтому выявление гистерезиса проницаемости при таких исследованиях, по-видимому, можно применять в качестве критерия, удобного для оценки возможности остаточного раскрытия трещин после снижения давления и успешного применения ГРП без закрепления трещин. Доказательством наличия остаточного раскрытия трещин после ГРП без песка может служить и то, что при последовательно проведённых на тех же скважинах №№ 278 Д и 602 Д ГРП без закрепления трещин песком и с закреплением установлено, что последние не способствовали увеличению дебита или приёмистости скважин. В случае последовательного проведения на скважине № 225 Д продавливания и ГРП с песком последний был эффективнее. Вместе с тем повторные ГРП без закрепления трещин малоэффективны.

На рисунке 11.16 показано влияние параметров процессов на результат обработки без закрепления трещин по данным 130 ГРП и продавливаний.

Анализ влияния средних параметров на результат процесса показывает, что увеличение расхода до 1750 м^3/сут. и градиента давления до

0,0185 МПа/м по сравнению с расходом 750 м^3/сут. и градиентом давления 0,0140 МПа/м вызывает десятикратное увеличение прироста добычи. Такое резкое изменение результатов воздействия на пласт можно объяснить только изменениями в призабойной зоне, которые имеют место при ГРП, но отсутствуют при продавливании. Поэтому значения параметров 0,0185 МПа/м и 1750 м^3/сут., по-видимому, близки к минимальному пределу градиента давления и расхода при ГРП, обеспечивающему достаточное развитие трещин и их очистку в данных условиях. С дальнейшим ростом расхода и давления эффективность процессов ещё больше возрастает. Что касается выбора оптимального объёма жидкости для таких процессов, то нижним пределом его в Предкарпатье можно считать 100–120 м^3.

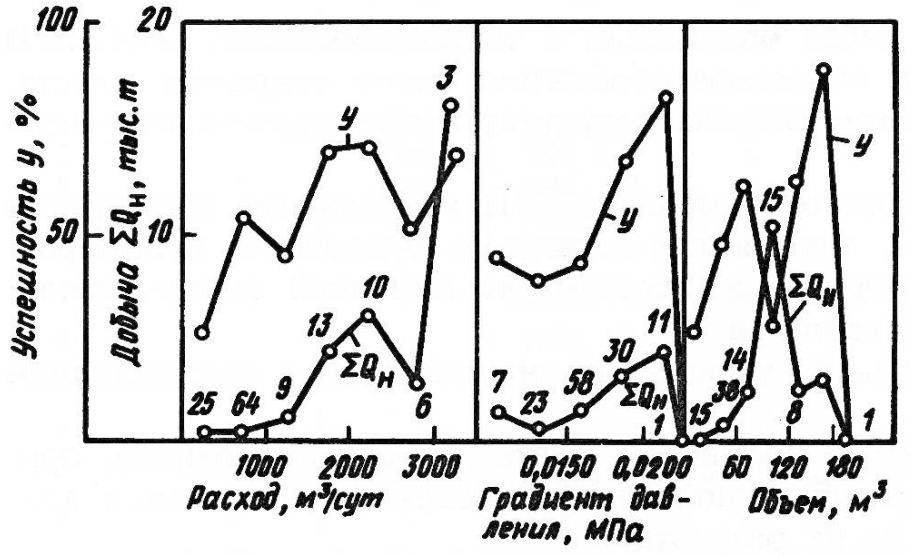


Рисунок 11.16 – Влияние параметров процессов на результаты ГРП без закрепления трещины:

$\sum Q_н$ – средняя дополнительная добыча на один успешный процесс.
Цифрами обозначено количество ГРП (вес) на данном режиме

Рассмотрение условий проведения успешных и неуспешных ГРП показало, что они практически не отличались. Следовательно, можно предположить, что на успешность процессов существенно влияют место расположения раскрывающихся трещин и степень ухудшения проницаемости в призабойной зоне.

Поэтому для повышения успешности процессов следует шире практиковать проведение поинтервальной обработки и обязательно исследовать состояние призабойной зоны.

Намного большее различие отмечается в результатах ГРП с закреплением и без закрепления трещин песком в нагнетательных скважинах. Последние были успешными только в скважинах с низкой начальной приёмистостью. Причиной этого является, очевидно, то, что при закачке воды на Долинских месторождениях происходит раскрытие трещин, соизмеримое с величиной остаточного раскрытия их при снижении давления. По-

этому применение ГРП с закреплением трещин в водонагнетательных скважинах более эффективно.

Средняя стоимость ГРП без закрепления трещин в разные годы в 1,5–2,0 раза меньше стоимости ГРП с закреплением.

11.6.2. Гидравлический разрыв пласта с закреплением трещин

ГРП с закреплением трещин в Предкарпатье применяется 50 лет и является одним из основных способов увеличения производительности скважин.

На ранней стадии разработки месторождений ежегодно проводилось 40–50 ГРП в нефтяных скважинах. Средняя дополнительная добыча нефти составляла 4500 тонн на один ГРП при успешности 60 %. В 80-е годы обводнённость продукции увеличилась и средняя дополнительная добыча на один ГРП снизилась до 1000 тонн, а в 90-е годы ещё ниже – до 400 тонн на одну скважино-операцию. Таким образом, ГРП маловязкими жидкостями с песком наиболее эффективно применяли на ранней стадии разработки месторождений.

Основное внимание при исследовании ГРП с закреплением трещин уделялось изучению влияния количества песка, объёма и расхода жидкости, а также давления закачки на результат процесса.

Результаты проведённых предварительных расчётов и анализ опыта ГРП с закреплением трещин показали возможность использования в скважинах с пластовым давлением, близким к гидростатическому, особенно в скважинах, выходящих из бурения, для создания трещин маловязких, хорошо фильтрующихся жидкостей – нефти или воды и загущенной нефти.

О значительных размерах трещин, раскрывающихся при ГРП с использованием маловязких жидкостей, можно судить по количеству закачанного песка. Например, в скважине № 260 Д закачано при использовании воды в качестве жидкости-песконосителя при двух последовательных ГРП 17,9 тонн песка, в скважине № 604 Д – 9,4 тонн, в скважине № 602 Д – 17 тонн, в скважине № 549 – 10,5 тонн и т.д. Радиус двухсторонней вертикальной трещины, закреплённой 10 тоннами песка, будет достигать 50 м.

В 1985–1993 гг. проведено 37 ГРП, при которых в пласт вводили иногда 12–96 тонн песка. Установлено, что увеличение его количества более 24 тонн не привело к увеличению объёма дополнительной добычи нефти.

При сравнении средних показателей эффективности ГРП в зависимости от количества закачанного в пласты песка отмечено, что при одинаковых количествах песка эти показатели оказались значительно лучшими для ГРП, в процессе которых замечено снижение давления. При этом по эффективным и неэффективным ГРП параметры процессов находятся в

одних и тех же пределах, т.е. эффективность связана с раскрытием трещин в продуктивной части пласта.

Наибольшие приросты приёмистости и количества дополнительно добытой нефти получены по ГРП, где количество закачиваемого песка составляет от 5 до 24 тонн. Дальнейшее увеличение количества закачиваемого песка не приводит к повышению этих показателей, но способствует росту числа эффективных операций. С повышением расхода показатели эффективности значительно улучшаются, однако величина градиента давления при этом не является определяющей.

В 1996–1998 гг. в Предкарпатье успешно внедряется новая технология мощных гидравлических разрывов пласта (МГРП) с применением комплекта насосного оборудования фирмы «Stewart and Stevenson» и гелей по рецептуре фирмы «Clearwater», а закрепление трещин осуществляется 5–7 тонн проппанта с концентрацией его в гелях до 500 кг/м^3. Особенностью технологии, предопределяющей более высокую проводимость вертикальных закреплённых трещин, является их большая ширина и большее количество проппанта на единицу площади закреплённой трещины. Дополнительная добыча по некоторым МГРП по новой технологии в 3–4 раза больше, чем обычных ГРП в тех же условиях, и достигает 1,2–1,5 тыс. тонн на один процесс.

Проектирование и технология процессов МГРП значительно отличаются от описанных в этой главе и являются предметом отдельного исследования.

Глава 12.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

12.1 Методы контроля над соотношением фактической и потенциальной продуктивности скважины

Наиболее характерный показатель добывающих возможностей скважины – *коэффициент продуктивности* η, равный части суточного отбора продукции, которая приходится на единицу депрессии:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p}, \qquad (12.1)$$

где Q – дебит скважины (м^3/сут.) при депрессии (МПа); $\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$;

$p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $p_{заб}$ – забойное давление, МПа.

Различают фактический коэффициент продуктивности скважины $\eta_{факт}$ и потенциальный коэффициент продуктивности $\eta_{пот}$, значения которого рассчитывают по известным значениям гидродинамических параметров продуктивных пластов.

Определяют фактический коэффициент продуктивности на основании индикаторных диаграмм (рис. 12.1), которые строятся по результатам исследования скважины на сложившихся режимах отбора продукции (не менее трёх).

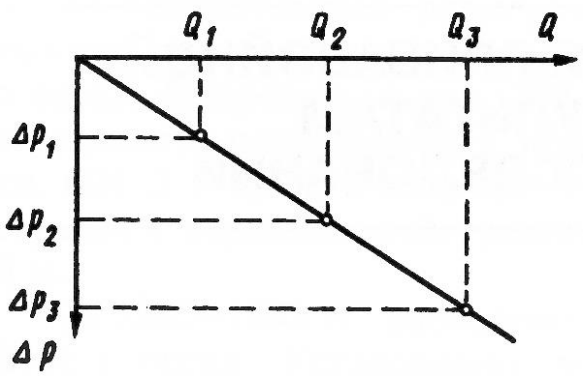


Рисунок 12.1 – Типичная индикаторная диаграмма для фонтанной нефтяной скважины

Индикаторная диаграмма отображает зависимость дебита (м^3/сут.) скважины от депрессии:

$$Q = \eta_{факт} \cdot \Delta p\,, \qquad (12.2)$$

и даёт возможность определить фактический коэффициент продуктивности $\eta_{факт}$.

Согласно уравнению Дюпюи потенциальный дебит скважины (м^3/сут.):

$$Q_{пот} = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{\Delta p}{b \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}. \qquad (12.3)$$

Разделив правую и левую части уравнения (12.3) на Δp, получим выражение для определения потенциального коэффициента продуктивности скважины (м^3/(МПа · сут.)):

$$\eta_{пот} = 5{,}43 \cdot 10^{11} \cdot \varepsilon \cdot \frac{1}{b \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}, \qquad (12.4)$$

где $\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}$ – гидропроводность продуктивных пластов, м^3/Па·с; b – объёмный коэффициент для нефти (коэффициент увеличения объёма сепарированной нефти в пластовых условиях); k – проницаемость пластов, м^2; h – толщина продуктивной части пластов, м; $R_к$ – радиус контура питания (зоны), м; r_c – радиус ствола скважины в интервале продуктивных пластов, м.

Для наиболее распространенных значений $R_к$ = 250 м и r_c = 0,1 м, которые обеспечивают удовлетворительную для промысловых расчётов точность, уравнение (16.4) принимает вид:

$$\eta_{пот} = 0{,}7 \cdot 10^{11} \cdot \varepsilon \cdot \frac{1}{b}. \qquad (12.5)$$

Для определения гидропроводности пластов, охваченных фильтрацией во время отбора продукции, используют кривые восстановления давления на забое скважины, закрытой после отбора продукции на протяжении времени T с дебитом Q (рис. 12.2).

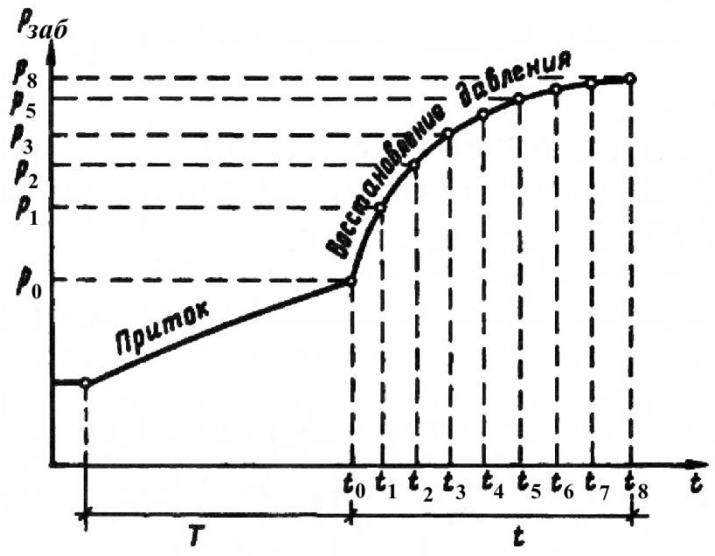


Рисунок 12.2 – График изменения давления на забое скважины после её закрытия

При отсутствии кривых восстановления давления (КВД) параметр гидропроводности можно определить через проницаемость и эффективную толщину пластов на основании керновых и промышленно-геофизических исследований.

Обработку КВД проводят, например, по методу Хорнера, в соответствии с которым процесс восстановления давления на забое скважины описывается уравнением:

$$p_t = p_{пл} - \ln \cdot \left(\frac{Q \cdot b}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \right) \tag{12.6}$$

или

$$p_t = p_{пл} - 0{,}208 \cdot \frac{Q \cdot b}{\varepsilon} \cdot \ell g \left(\frac{T + t}{t} \right),$$

где p_t – забойное давление через определенные промежутки времени t после закрытия скважины (5–10 мин.); T – продолжительность работы скважины перед закрытием; Q – дебит скважины перед закрытием.

При наличии в зоне фильтрации вокруг скважины однородных по проницаемости коллекторов график зависимости (12.6) в координатах $p_t = f\left(\lg \left(\frac{T + t}{t} \right) \right)$ можно изобразить в виде прямой (рис. 12.3), наклон которой в оси времени:

$$i = \frac{BC}{AB} = 0{,}208 \cdot \frac{Q \cdot b}{\varepsilon}. \tag{12.7}$$

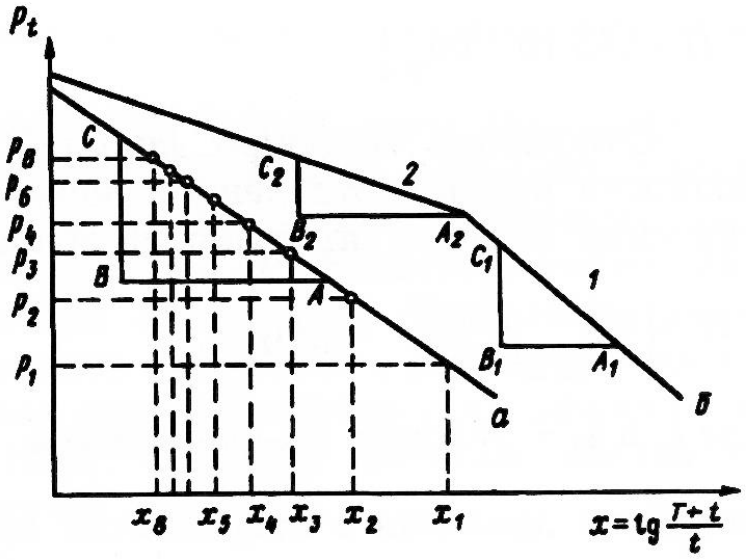


Рисунок 12.3 – График восстановления давления на забое скважины, преобразованный по методу Хорнера:
а – для однородного пласта; *б* – для пласта с ухудшенной гидропроницаемостью призабойной зоны; 1, 2 – призабойная и отдаленная зоны

По угловому коэффициенту i определяют гидропроводность пластов ($м^3/(Па \cdot с)$) в зоне фильтрации вокруг скважины:

$$\varepsilon = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{Q \cdot b}{i}. \qquad (12.8)$$

Если в призабойной зоне скважины гидропроводность пластов ухудшается, тогда на графике восстановления давления (см. рис. 12.3) выделяются два прямолинейных отрезка 1 и 2 с коэффициентами наклона соответственно i_1 (призабойная зона) и i_2 (отдаленная зона), по которым на основании (16.8) определяют гидропроводность призабойной и отдаленной зон.

Поскольку продуктивность скважины находится в прямой зависимости от гидропроводности пластов и в обратной зависимости от депрессии, то уменьшение гидропроводности или дополнительные потери давления во время фильтрации продукции обусловливают уменьшение дебитов при одном и том же значении депрессии.

Наиболее обоснованные и объективные показатели состояния призабойной зоны скважины следующие:

- отношение коэффициентов продуктивности (фактического к потенциальному) *ОП*;
- отношение параметров гидропроводности (отдаленной зоны к призабойной зоне) *ОГ*;
- значение скин-эффекта *S*.

Показатель соотношения продуктивностей – это частное от деления фактического коэффициента продуктивности скважины на потенциальный коэффициент продуктивности:

$$ОП = \frac{\eta_{факт}}{\eta_{пот}}. \qquad (12.9)$$

Согласно выражениям для фактического $\eta_{факт} = \dfrac{Q}{\Delta p}$ и потенциального коэффициентов продуктивности получаем:

$$ОП = \frac{2 \cdot i}{\Delta p} \cdot \ell g\left(\frac{R_к}{r_c}\right), \qquad (12.10)$$

а для значений $R_к$ = 250 м; r_c = 0,1 м, которые обеспечивают удовлетворительную для промысловых расчетов точность, уравнение (12.10) имеет вид:

$$ОП = 6{,}8 \cdot \frac{i}{\Delta p}. \qquad (12.11)$$

При известной гидропроводности пластов (на основании КВД) и значениях $R_к$ = 250 м и r_c = 0,1 м соотношение продуктивностей можно определить по формуле:

$$ОП = 1{,}43 \cdot 10^{-11} \cdot b \cdot \eta_{факт} \cdot \frac{1}{\varepsilon}. \qquad (12.12)$$

Отношение гидропроводностей находят делением параметра гидропроводности пластов отдаленной зоны на гидропроводность призабойной зоны, значения которых получают на основании КВД (см. рис. 16.3):

$$ОГ = \frac{\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_{от.з}}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_{п.з}} = \frac{i_1}{i_2}, \qquad (12.13)$$

где i_1 и i_2 – угловые коэффициенты прямолинейных отрезков кривой восстановления давления в координатах:

$$\Delta p_t = f\left(\ell g\, t\right) \text{ или } \Delta p_t = f\left(\ell g \frac{T - t}{t}\right)$$

соответственно для призабойной и отдаленной зон.

При невозможности определить гидропроводность призабойной зоны на основании кривой восстановления давления используют зависимость:

$$ОГ = \frac{\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_{квд}}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right) \cdot \eta}, \qquad (12.14)$$

где $\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_{квд}$ – гидропроводность пластов, полученная на основании обработки кривой восстановления давления; $\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right) \cdot \eta$ – гидропроводность пластов, полученная на основании фактического коэффициента продуктивности.

Гидропроводность пластов ($м^3/(Па \cdot с)$) определяют по формуле:

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right) \cdot \eta = 0{,}42 \cdot 10^{-11} \cdot \eta_{факт} \cdot b \cdot \left(\ell g\, R_к - \ell g\, r_c\right), \qquad (12.15)$$

а при значениях $R_к$ = 250 м и r_c = 0,1 м записывают в виде:

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right) \cdot \eta = 1{,}43 \cdot 10^{-11} \cdot \eta_{факт} \cdot b. \qquad (12.16)$$

Как первый (соотношение продуктивностей), так и второй (соотношение гидропроводностей) метод имеют тот недостаток, что здесь исполь-

зуются значения дебита, пластового давления и депрессии, точность которых в промысловых условиях, особенно при наличии низкопроницаемых коллекторов, не всегда гарантирована. Поэтому широкое применение, особенно в зарубежной практике, получил метод оценки состояния призабойной зоны через скин-эффект *S*.

12.2 Определение скин-эффекта на основании кривой восстановления давления

Физический смысл показателя скин-эффекта иллюстрирует зависимость его значения от соотношения между проницаемостью пластов удаленной зоны *k* и призабойной зоны k_s:

$$S = \frac{k \cdot k_s}{k_s} \cdot \ell \mathrm{n}\left(\frac{r_s}{r_c}\right), \tag{12.17}$$

где r_s – радиус призабойной (скиновой) зоны; r_c – радиус ствола скважины в продуктивном интервале.

Скин-эффект характеризует состояние призабойной зоны скважины, а его значение свидетельствует о наличии или отсутствии дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые могут быть обусловлены как низким качеством вскрытия пластов, так и изменением фильтрационных параметров призабойной зоны во время отбора продукции. Поскольку такие изменения влияют на процесс восстановления давления в скважине после прекращения нагнетания или отбора, то для оценки наличия скин-эф-фекта и определения его значения используют КВД, характер которых связан с фильтрационными параметрами зависимостью:

$$\Delta p_t = \frac{Q \cdot \mu \cdot b}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{2{,}25 \cdot \chi \cdot t}{r_c}\right)$$

или

$$\Delta p_t = i \cdot \left(\lg t + \lg\left(\frac{2{,}25 \cdot \chi}{r_c}\right)\right), \tag{12.18}$$

где Δp_t прирост давления в течение времени *t* после закрытия скважины, МПа; $\chi = 10 \cdot \dfrac{k}{\mu \cdot (m \cdot \beta_{ж} + \beta_n)}$ – пьезопроводность пластов, см^2/с; *i* – угловой коэффициент прямолинейного конечного отрезка кривой восстановления давления в координатах $\Delta p_t = f(\ell \mathrm{g}\, t)$; *m* – коэффициент пористости коллекторов; $\beta_{ж}$, β_n – коэффициенты сжимаемости жидкости и породы.

Правая и левая части уравнения (12.18) равнозначны, когда отсутствуют дополнительные сопротивления в призабойной зоне, а их неравенство свидетельствует о различии между гидропроводностью призабойной и отдаленной зон, что ухудшение гидропроводности призабойной зоны обусловливает необходимость затрат дополнительной депрессии Δp_S при неизменном объёме фильтрации продукции:

$$\Delta p_S = \Delta p_t - i \cdot \left(\lg t + \lg \left(\frac{2{,}25 \cdot \chi}{r_c} \right) \right), \qquad (12.19)$$

где Δp_t – прирост давления в течение времени t после закрытия скважины.

Вводя $\frac{\Delta p_S}{i} = S$, получаем уравнение для определения скин-эффекта:

$$S = \frac{\Delta p}{i_t} - \lg t - c, \qquad (12.20)$$

где c – поправка на потери давления на стенке скважины, которую рассчитывают при известных значениях χ и r_c по формуле:

$$c = \ell g \left(\frac{135 \cdot \chi}{r_c^2} \right)$$

или берут из таблицы 12.1; t – продолжительность остановки скважины, мин.

Таблица 12.1 – Поправочный коэффициент для расчёта скин-эффекта

Гидропроводность пластов · 10^{-11}, м^3/Па · с	Поправка для разных значений произведения эффективной толщины пластов (м) на квадрат радиуса ствола в интервале пластов (см^2)									Среднее значение поправки
	100	200	400	800	1500	300	600	800	> 8000	
0,1	1,5	1,2	0,9	0,7	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2	0,7
0,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	1,1
1,0	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,6	0,4	1,3
2,0	2,8	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,9	0,6	1,7
5,0	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,4	1,3	1,0	2,0
10,0	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,6	1,2	2,3
20,0	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,9	1,6	2,6
50,0	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	2,4	2,3	1,8	3,0
100,0	4,5	4,2	3,9	3,5	3,3	3,0	2,7	2,6	2,2	3,3
200,0	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	2,0	2,7	2,5	3,6

Положительное значение скин-эффекта свидетельствует о наличии дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважины, на преодоление которых затрачивается определенная часть депрессии $\Delta p_S = i \cdot S$, по которой оценивают соотношение продуктивностей:

$$ОП = \frac{\Delta p_t - \Delta p_s}{\Delta p_t}. \qquad (12.21)$$

При этом в зависимости от состояния призабойной зоны возможны следующие варианты:

Состояние призабойной зоны	$k_s < k$	$k_s > k$	$k_s = k$
Скин-эффект	$S > 0$	$S < 0$	$S = 0$
Соотношение продуктивностей	$ОП < 1$	$ОП > 1$	$ОП = 1$
Соотношение гидропроводностей	$ОГ > 1$	$ОГ < 1$	$ОГ = 1$

12.3 Определение скин-эффекта и отношения продуктивностей. Задачи

Задача 12.1.

Определить состояние призабойной зоны и качество вскрытия пластов на основании результатов испытания в процессе бурения скважины.

Скважина № 25 Южно-Гвиздецкая. Интервал испытания 2884–2924 м. Во время испытания 12.01.1995 г. с помощью пластоиспытателя получен приток нефтегазовой смеси объёмом 3 м^3 за 80 мин., что соответствует дебиту 54 м^3/сут. при изменении забойного давления от 12,8 до 15,7 МПа на глубине 2875 м.

Дополнительные данные: плотность нефти 845 кг/м^3; объёмный коэффициент 1,38; эффективная толщина пластов в интервале испытания 15 м; радиус ствола скважины в интервале испытания 0,096 м.

В таблице 12.2 сведены результаты восстановления давления на глубине 2875 м после закрытия клапана на забое скважины.

Таблица 12.2 – Результаты восстановления давления

Продолжительность восстановления давления, мин.	Давление, МПа	$\lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$
0	15,70	–
5	17,30	1,1716
10	18,30	0,9031
15	18,95	0,7533
20	19,05	0,6532
30	19,10	0,5228
50	19,15	0,3802
70	19,20	0,3010
90	19,20	–
Примечание. Продолжительность притока перед закрытием клапана $T = 70$ мин.		

Решение

Основой для расчёта характеристики пластов и призабойной зоны является построенный методом Хорнера график восстановления давления (рис. 12.4).

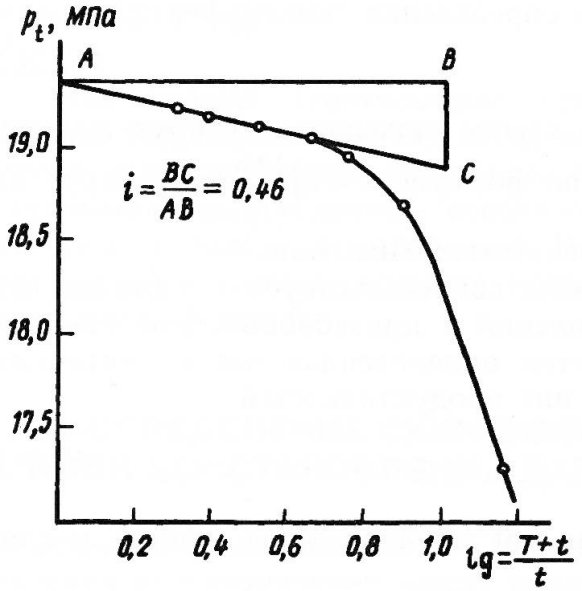


Рисунок 12.4 – График восстановления давления в скважине № 25 Южно-Гвиздецкая, построенный по методу Хорнера (интервал испытания 2884–2923 м)

По углу наклона прямолинейного кольцевого отрезка на графике восстановления давления определяем гидропроводность пластов:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{Q \cdot b}{i} = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{54{,}1}{0{,}46} = 24{,}4 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Поскольку объём притока нефти с газом определяют на основании прироста уровня жидкости в скважине перед закрытием на восстановление давления, то считается, что объёмный коэффициент равен нулю.

По формуле (12.14) определяют скин-эффект:

$$S = \frac{p_{пл} - p_{заб}}{i} - \ell \text{g} T - c,$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $p_{заб}$ – забойное давление в конце периода притока, МПа; T – продолжительность притока (открытого периода) перед закрытием на восстановление давления, мин.

Поправочный коэффициент c определяют по таблице 12.1, значение которого для $\frac{k \cdot h}{\mu}$ =24,9 · 10^{-4} м^3/(Па · с); r_c = 0,098 м и $h_{эф}$ = 15 м равно 2,6.

Тогда

$$S = \frac{19{,}3 - 15{,}7}{0{,}46} - 1{,}8 - 2{,}6 = 3{,}4.$$

Дополнительные потери депрессии для значения скин-эффекта:

$$\Delta p_S = i \cdot S = 0{,}46 \cdot 3{,}4 = 1{,}56 \text{ МПа}.$$

Отношение продуктивностей:

$$ОП = \frac{p_{пл} - p_{заб} - \Delta p_S}{p_{пл} - p_{заб}} = \frac{19{,}3 - 15{,}7 - 1{,}56}{19{,}3 - 15{,}7} = 0{,}55.$$

Полученные результаты свидетельствуют о том, что наличие скин-эффекта в призабойной зоне приводит к снижению её производительности на 45 %.

Задача 12.2.

Дать оценку отношению продуктивностей на основании кривой восстановления давления для нефтедобывающей фонтанирующей скважины.

Скважина № 6 Струтинская. Интервал фильтра 2145–2210 м. Эффективная толщина пластов в интервале фильтра 19 м. Радиус ствола в интервале перфорации 0,1 м. Дебит нефти перед закрытием скважины 41 м^3/сут. Пластовое давление 24,2 МПа. Забойное давление перед закрытием скважины 14,4 МПа. Свойства нефти в пластовых условиях: вязкость 1,5 мПа · с; объёмный коэффициент 1,45; коэффициент сжатия $2 \cdot 10^{-3}$ МПа$^{-1}$.

Результаты восстановления давления после закрытия скважины сведены в таблице 12.3. По методу касательной построен график восстановления давления (рис. 12.5). По угловому коэффициенту прямолинейного конечного отрезка (i = 1,5) определяют гидропроводность пластов, состояние призабойной зоны и отношение продуктивностей.

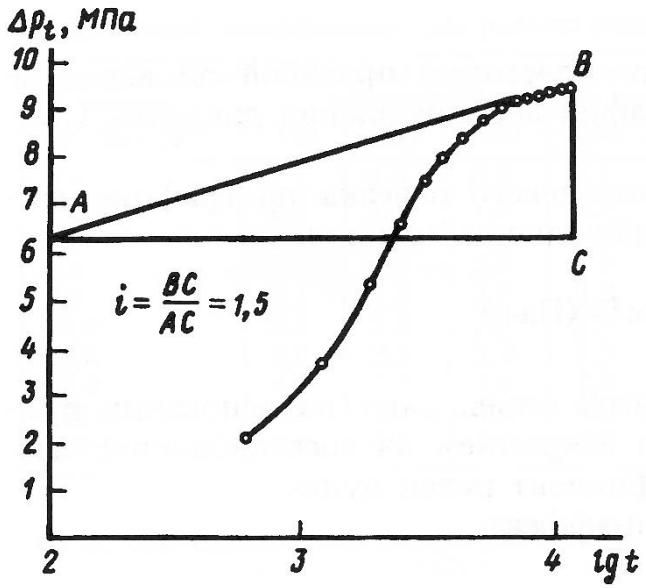


Рисунок 12.5 – График восстановления давления в скважине № 6 Струтинская (интервал фильтра 2145–2210 м)

Таблица 12.3 – Результаты восстановления давления в закрытой скважине № 6 Струтинская

Продолжительность закрытия скважины t, с	$\ell g\, t$	Забойное давление на глубине 2100 м, МПа	Δp_p, МПа
0	–	14,40	–
600	2,778	16,50	2,10
1200	3,080	18,15	3,75
1800	3,255	19,75	5,35
2400	3,380	20,95	6,55
3000	3,477	21,95	7,55
3600	3,556	22,45	8,05
4200	3,623	22,80	8,40
4800	3,680	23,10	8,70
5400	3,732	23,35	8,95
6000	3,780	23,52	9,12
6600	3,820	23,60	9,20
7200	3,857	23,66	9,26
7800	3,892	23,71	9,31
8400	3,924	23,76	9,36
9000	3,954	23,81	9,41
9600	3,982	23,85	9,45
10200	4,010	23,88	9,48
10800	4,033	23,91	9,51

Решение

Гидропроводность пластов:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{Q \cdot b}{i} = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{41 \cdot 1{,}45}{1{,}5} = 8{,}2 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

скин-эффект:

$$S = \frac{p_{пл} - p_{заб}}{i} - \ell g\, t - c = \frac{24{,}1 - 14{,}1}{1{,}5} - 2{,}2 - 1{,}8 = 2{,}6;$$

дополнительные потери депрессии:

$$\Delta p = i \cdot S = 1{,}5 \cdot 2{,}6 = 3{,}9 \text{ МПа};$$

отношение коэффициентов продуктивностей (фактического к потенциальному):

$$ОП = \frac{p_{пл} - p_{заб} - \Delta p_S}{p_{пл} - p_{заб}} = \frac{24{,}1 - 14{,}1 - 2{,}6}{24{,}1 - 14{,}1} = 0{,}74.$$

Таким образом, вследствие скин-эффекта производительность скважины уменьшена примерно на 26 %.

Задача 12.3.

Определить состояние призабойной зоны скважины до кислотной обработки пластов и после неё на основании кривой падения давления после прекращения закачивания воды.

Скважина № 38 Луквинская. Интервал фильтра 1300–1407 м. Эффективная толщина пластов в интервале фильтра 25 м. Радиус скважины в интервале фильтра r_c = 0,1 м.

Для определения характеристик пластов проведено исследование методом снижения давления после прекращения нагнетания как до кислотной обработки пластов, так и после кислотной обработки. Приёмистость скважины до кислотной обработки составляла 62 м^3/сут., а после кислотной обработки 80 м^3/сут.

Результаты регистрации изменения давления на устье скважины, закрытой как после нагнетания воды, так и после кислотной обработки, сведены в таблице 12.4. На рисунке 12.6 изображены кривые восстановления давления до (кривая *I*) и после (кривая *II*) кислотной обработки, построенные в координатах $\Delta p_t = f\left(\ell \mathrm{g}\, t\right)$. Два прямолинейных отрезка 1 и 1' отвечают состоянию фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне, а отрезки 2 и 2' в удаленной зоне пласта. На основании угловых коэффициентов этих отрезков высчитывают параметры пластов в призабойной и удаленной зонах.

Таблица 12.4 – Результаты снижения давления после прекращения нагнетания воды в скв. 38 Луквинская

Дата	Время, ч-мин.	Избыточное давление, МПа	Δp_p, МПа	t, с	ℓg t
1	2	3	4	5	6
До кислотной обработки					
09.06.1993	14–30	11,00	скважина закрыта		
	14–33	10,20	0,8	180	2,2553
	14–34	9,00	2,0	240	2,3802
	14–35	8,50	2,5	300	2,4771
	14–36	8,00	3,0	360	2,5563
	14–38	7,10	3,9	480	2,6812
	14–39	6,80	4,2	540	2,7384
	14–40	6,40	4,6	600	2,7781
	14–41	6,10	4,9	660	2,8195
	14–42	5,80	5,2	720	2,8573
	14–44	5,30	5,7	840	2,9243
	14–46	4,80	6,2	960	2,9823
	14–48	4,40	6,6	1080	3,0334

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6
	14–50	4,10	6,9	1200	3,0792
	14–52	3,80	7,2	1320	3,1206
	14–55	3,50	7,5	1500	3,1761
	15–00	3,00	8,0	1800	3,2553
	15–03	2,80	8,2	1980	3,2967
	15–06	2,55	8,45	2160	3,3344
	15–10	2,38	8,62	2400	3,3802
	15–15	2,20	8,80	2700	3,4344
	15–30	1,82	9,18	3600	3,5563
	15–45	1,63	9,37	4500	3,6532
	16–00	1,50	9,50	5400	3,7324
	16–30	1,20	9,80	7200	3,8573
	17–00	1,04	9,96	9000	3,9542
	17–00	0,94	10,06	10800	4,0334
	18–00	0,83	10,17	12600	4,1004
10.06.1993	11–30	0,10	10,90	75600	4,8775
После кислотной обработки					
	15–20	9,25	скважина закрыта		
20.08.1993	15–21	7,32	1,93	60	1,7781
	15–22	6,72	2,53	120	2,0792
	15–22	6,72	2,53	120	2,0792
	15–23	5,95	3,30	180	2,2553
	15–24	5,25	4,00	240	2,3802
	15–25	4,80	4,45	300	2,4771
	15–26	4,35	4,90	360	2,5563
	15–27	4,03	5,22	420	2,6232
	15–28	3,78	5,47	480	2,6812
	15–29	3,52	5,73	540	2,7384
	15–30	3,30	5,95	600	2,7781
20.08.1993	15–31	3,14	6,11	660	2,8195
	15–32	2,98	6,27	720	2,8573
	15–33	2,84	6,41	780	2,8921
	15–34	2,73	6,52	840	2,9243
	15–35	2,63	6,62	900	2,9542
	15–40	2,00	6,99	1200	3,0792
	15–45	2,26	7,25	1500	3,1761
	15–50	1,78	7,47	1800	3,2553
	15–55	1,66	7,59	2100	3,3222
	16–00	1,53	7,72	2400	3,3802
	16–10	1,34	7,91	3000	3,4771

Окончание таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6
	16–20	1,22	8,03	3600	3,5563
	16–30	1,15	8,10	4200	3,6232
	16–40	1,06	8,19	4800	3,6812
	17–00	0,96	8,29	6000	3,7781
	17–50	0,91	8,44	9000	3,9542
	18–20	0,72	8,53	10800	4,1206
	19–00	0,63	8,62	13200	4,1026

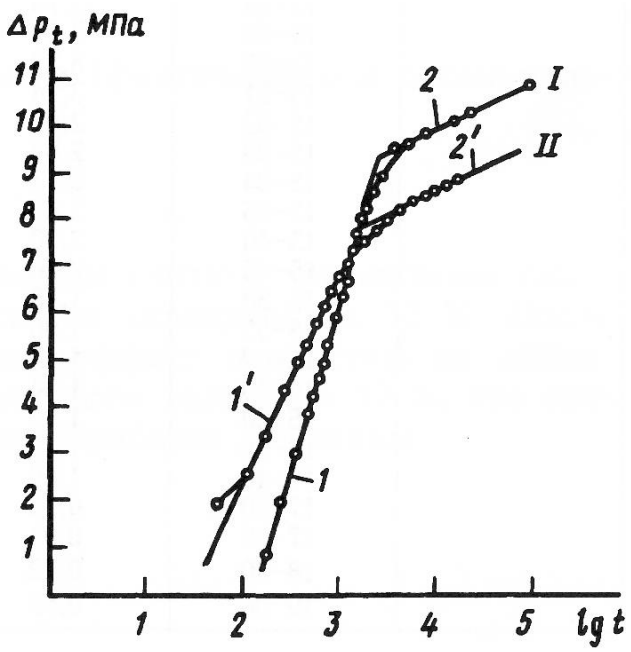


Рисунок 12.6 – Графики падения давления после прекращения нагнетания воды в скважине № 38 Луквинская:

I – до кислотной обработки: i_1 = 7,3; i_2 = 1,02;

II – после кислотной обработки: i_1 = 4,6; i_2 = 1,03

Решение

Расчет до кислотной обработки (рис. 12.6, кривая *I*):

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_1 = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{Q \cdot b}{i_1} = 1{,}8 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

гидропроводность удаленной зоны:

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_2 = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{Q \cdot b}{i_2} = 12{,}6 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

скин-эффект:

$$S = \frac{\Delta p_t}{i} - \ell \text{g}\, t - c\,,$$

где Δp_t – конечное значение изменения давления (МПа) за время *t*, мин.; *c* – поправочный коэффициент (см. табл. 12.1) для $\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)$ = 12,6; *h* = = 25 м; $r_c = 0{,}1$ м составляет 2,1.

Тогда

$$S = \frac{10{,}9}{1{,}2} - 3{,}1 - 2{,}1 = 5{,}5.$$

Дополнительные потери давления:

$$\Delta p_S = i_r \cdot S = 1{,}02 \cdot 5{,}5 = 5{,}6 \text{ МПа}.$$

Отношение коэффициентов приемистости (фактического к потенциально возможному):

$$ОП = \frac{\Delta p_t - \Delta p_S}{\Delta p_t} = \frac{10{,}9 - 5{,}6}{10{,}9} = 0{,}48.$$

Расчёт после кислотной обработки (см. рис. 12.6, кривая *II*): гидропроводность призабойной зоны:

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_1' = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{Q \cdot b}{i_1} = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{80 \cdot 1}{1{,}03} = 3{,}6 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

гидропроводность удаленной зоны:

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu}\right)_2' = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{Q \cdot b}{i_2} = 0{,}208 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{80 \cdot 1}{1{,}03} = 1{,}61 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

скин-эффект:

$$S = \frac{\Delta p_t}{i_2} - \lg t - c = \frac{9{,}5}{1{,}03} - 3{,}1 - 2{,}4 = 3{,}7;$$

дополнительные потери давления:

$$\Delta p_S = i_r \cdot S = 1{,}03 \cdot 3{,}7 = 3{,}8 \text{ МПа}.$$

Отношение коэффициентов приемистости (фактического к потенциальному):

$$ОП = \frac{\Delta p_t - \Delta p_S}{\Delta p_t} = \frac{9{,}5 - 3{,}8}{9{,}5} = 0{,}60.$$

Полученные характеристики дают основание считать, что наличие скин-эффекта уменьшает коэффициент приемистости скважины на 52 %. После кислотной обработки призабойной зоны скин-эффект полностью не ликвидирован, а коэффициент приемистости увеличился только на 12 %, что свидетельствует о недостаточной эффективности обработки скважины.

Список использованной и рекомендованной литературы

1. Ашрафьян И.О. Совершенствование конструкции забоев скважин / И.О. Ашрафьян, О. Лебедев, Н.М. Саркисов. М. : Недра, 1987.
2. Бродский П.А. Опробование пластов приборами на кабеле / П.А. Бродский, А.И. Фионов, В.Б. Тальнов. М. : Недра, 1974.
3. Булатов А.И. Освоение скважин : справочное пособие / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук. М. : Недра, 1999.
4. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. Т. 1. 432 с.
5. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. Т. 2. 532 с.
6. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. Т. 3. 348 с.
7. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. Т. 4. 464 с.
8. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг. 2012. Т. 1. 540 с.
9. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг. 2012. Т. 2. 576 с.
10. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг. 2014. Т. 3. 576 с.
11. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок. Краснодар : Издательский Дом – Юг. 2012. Т. 4. 512 с.
12. Васильевский В.А. Техника и технология определения параметров скважин и пластов / В.А. Васильевский, А.И. Петров. М. : Недра, 1989.
13. Временная инструкция по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта. М. : ВНИИ, 1967.
14. Гайворонский И.Н. Вскрытие продуктивных пластов бурением и подготовка скважин к эксплуатации / И.Н. Гайворонский, Р.Г. Ахмадеев, А.А. Мордвинов. Пермь : Изд-во Пермского ун-та, 1985.
15. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. М. : Недра, 1982.
16. Гнатюк А.М. Воздействие на призабойную зону низкопроницаемых коллекторов кислотными растворами в смеси с природным газом / А.М. Гнатюк, Д.А. Егер, Ю.Д. Качмар. М. : ВНИИОЭНГ, 1983.

17. Гошовский С.В. Совершенствование способов вскрытия нефтегазоносных пластов / С.В. Гошовский, А.М. Абдулзаде, В.А. Клибанец. М. : ВНИИОЭНГ, 1983.

18. Григорян Н.Г. Вскрытие нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами. М. : Недра, 1982.

19. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. IV издание. Краснодар : Просвещение-Юг, 2014.

20. Желтое Ю.Д. Деформация горных пород. М., 1966.

21. Иванова М.М. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах: НТС / М.М. Иванова, Н.Н. Михайлов, Р.С. Яремийчук // Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М. : ВНИИОЭНГ, 1988. Вып. 15.

22. Инструкция на вскрытие, цементирование и освоение скважин с различными геолого-физическими характеристиками при завершении бурения / А.П. Крезуб, М.О. Ашрафьян, В.И. Лаштабега и др. М. : М-во нефт. пром-сти, 1987.

23. Инструкция по технологии глубокопроникающего ГРП. РД 39-0147035-236-89. М. : ВНИИ, 1989.

24. Инструкция по технологии освоения скважин с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К. РД 39-2-1219-84 / ВНИИКРнефть ЦНИЛ «Укрнефть». 1984.

25. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне / Ю.В. Семенов, В С. Войтенко, К.М. Обморышев и др. М.: Недра, 1983.

26. Качмар Ю.Д. Кислотная обработка силшатних коллекторов // Нафтова 1 газова пром сть. Кшв, 1993. № 2. С. 28–32, 31–35; 1994. № 1. С. 29–33; № 2. С. 29–33.

27. Качмар Ю.Д. Разобщение ствола скважины поликонденсирующейся псевдопластичной жидкостью / Ю.Д. Качмар, Д.А. Егер, Е.Г. Любомирова. М. : ВНИИОЭНГ, 1981.

28. Качмар Ю.Д. Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин / Ю.Д. Качмар, В.Г. Касянчук, Г.Ф. Лисовская. М. : ВНИИОЭНГ, 1972.

29. Качмар Ю.Д. Кислотная обработка силшатних коллекторов // Нафтова 1 газова пром сть. Кшв, 1993. № 2. С. 28–32, 31-35; 1994. № 1. С. 29–33; № 2. С. 29–33.

30. Константинов С.В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом / С.В. Константинов, В.И. Гусев. М. : ВНИИОЭНГ, 1985.

31. Крафт Б.С. Прикладной курс технологии добычи нефти / Б.С. Крафт, М.Ю. Хокинс. М., 1963.

32. Кристиан М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / М. Кристиан, С. Сокол, А. Константинеску. М., 1989.

33. Кузьмичев Д.П. Расчет минимального количества агрегатов для гидроразрыва пласта // Нефт. хоз-во. 1959. № 11. С. 49–53.

34. Ловля С.А. Прострелочно-взрывные работы в скважинах. М. : Недра, 1987.

35. Максимович Р.К. Гидравлический разрыв нефтяных пластов. М., 1957.

36. Методы защиты от коррозии при кислотных обработках скважин и нефтепромыслового оборудования. РД 39-3-455-80. М. : ВНИИ, 1980.

37. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах. М. : ВНИИ, РД 39-1-442-80, 1980.

38. Методические указания по выбору режимов промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов. РД 39-0147009-58-85 / А.П. Крезуб, Н.Р. Рабинович, М.Н. Щурыгин и др. М. : М-во нефт. пром-сти, 1985.

39. Минаев Б.П. Практическое руководство по испытанию скважин / Б.П. Минаев, Н.А. Сидоров. М. : Недра, 1981.

40. Новая технология вторичного вскрытия продуктивных пластов / И.Б. Хейфец, А.В. Бачериков, Р.С. Яремийчук, А.Т. Левченко: Экспресс-информ // Сер. Строительство скважины. М. : ВНИИОЭНГ, 1989.

41. Попов А.А. Ударные воздействия на призабойную зону скважины. М. : Недра, 1990

42. Практические указания испытания поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч. II. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов / Под ред. В.С. Войтенко. Тюмень, 1988.

43. Применение азота в добыче нефти / Ю.Д. Качмар, В.Е. Янив, В.Е. Рыбчак, Н.С. Зинчук. М. : ВНИИОЭНГ, 1973.

44. Применение струйных аппаратов при освоении скважин / Р.С. Яремийчук, Б.М. Кифор, В.Н. Лотовский, Л.П. Шанович: НТС // Сер. Техника и технология бурения скважин. М. : ВНИИОЭНГ, 1988.

45. Прострелочновзрывная аппаратура : справочник / Л.Я. Фридляндер и др. М. : Недра, 1990.

46. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. М. : Недра, 1989.

47. Руководство по гидродинамическим и термическим методам исследований разведочных скважин / А.П. Канцюга, Т.В. Шелешко, Я.Г. Мельничук и др. Киев : Наукова думка, 1972.

48. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи : монография. Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.

49. Савенков Г.Д. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин / Г.Д. Савенков, В.С. Бойко. Львов : Вища школа, 1986.

50. Солдатов А.М. Интенсификация добычи нефти Куйбышев / А.М. Солдатов, А.И. Тимофеев, П.В. Спирин. 1968.

51. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. М. : Недра, 1989.

52. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. М. : Недра, 1979.

53. Справочная книга по добыче нефти / Под ред. Ш.К. Гиматутдинова. М., 1974.

54. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под. ред. Ш.К. Гиматутдинова. М., 1983.

55. Степанянц А.К. Вскрытие продуктивных пластов. М. : Недра, 1968.

56. Технология повышения продуктивности скважин с помощью струйных аппаратов / Р.С. Яремийчук, В.Р. Возный, Б.М. Кифор, В.Н. Лотовский: НТС // Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М. : ВНИИОЭНГ, 1992.

57. Трубы нефтяного сортамента : справ. руковод. / Под. ред. А.Е. Сарояна. М. : Недра, 1976.

58. Фалькович С.В. О механизме вскрытия пластов абразивной гидропескоструйной перфорацией / В кн.: Промысловая геология. М., 1969. Вып. 21. С. 213–230.

59. Цырин Ю.З. Крепление скважин с применением проходных пакеров / Ю.З .Цырин, В.И. Ванифатьев. М. : Недра, 1987.

60. Шанович Л.П. Опробование и испытание скважин в процессе бурения / Л.П. Шанович, А.Ф. Шакиров, В.И. Портнов. М. : Недра, 1985.

61. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М., 1983.

62. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар. Львов, 1982.

63. Яремийчук Р.С. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин / Р.С. Яремийчук, Г.Г. Семак. М. : Недра, 1982.

Научное издание

Анатолий Иванович Булатов
Ольга Вадимовна Савенок
Роман Семенович Яремийчук

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ И ПРАКТИКА ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Монография

Технический редактор	А.С. Семенов
Компьютерная верстка	Л.С. Попова
Дизайн обложки	Л.С. Попова

Подписано в печать 21.03.2016
Бумага «Снегурочка»
Печ. л. 36
Усл. печ. л. 32,4
Уч.-изд. л. 29,1

Формат 60×84 $^{1}/_{16}$
Печать трафаретная
Изд. № 723
Тираж 550 экз.
Заказ № 1558

ООО «Издательский Дом – Юг»
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2, корп. «В», оф. В-122
тел. 8-918-41-50-571

e-mail: olfomenko@yandex.ru Сайт: www.id-yug.com