

На правах рукописи

ГИЛЯЗОВ РАИЛЬ МАСАЛИМОВИЧ

**РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ**

Специальность 25.00.15

Технология бурения и освоения скважин

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Бугульма 2003

Работа выполнена в ДООО «Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефти» ОАО «АНК «Башнефть».

Научный консультант: доктор технических наук,
профессор Валеев М.Д.

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор Агзамов Ф.А.

доктор технических наук,
профессор Каримов Н.Х.

доктор технических наук,
с.н.с. Фазлыев Р.Т.

Ведущее предприятие Открытое акционерное общество «Удмурт-нефть».

Защита состоится 13 ноября 2003 г. в 13 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 при Татарском научно-исследовательском и проектно-институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТатНИПИнефти.

Автореферат разослан 10 октября 2003 г.

Ученый секретарь диссертационного
совета, доктор технических наук



Р.З. Сахабутдинов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии связана с ухудшением технико-экономических показателей добычи нефти. Традиционные технологии разработки с применением вертикальных и наклонно направленных скважин позволяют извлечь лишь до 50 % нефти. В этой связи последние десятилетия характеризуются широким развитием бурения горизонтальных скважин (ГС), разветленно-горизонтальных (РГС), боковых стволов (БС) и боковых стволов с горизонтальной частью (БГС). Бурение БС и БГС на ряде крупнейших месторождений России, вступивших в завершающую стадию разработки, позволяет вскрывать застойные участки залежи, не охваченные фильтрацией и повышать нефтеотдачу пластов.

Бурение БС и БГС на 10...50 % дешевле бурения новой скважины. Отпадает необходимость обустройства скважины и прокладки трубопроводов и линии электропередач. Бурение БС особенно эффективно на фоне малодобитных или нерентабельных скважин, а также при восстановлении бездействующих скважин. Такие преимущества БС, БГС явились основой их массового распространения в Урало-Поволжье и других регионах России.

Бурение БГС и горизонтальных скважин имеет принципиально одинаковые подходы. Разница состоит лишь в необходимости фрезерования эксплуатационной колонны и выходе инструмента из основного ствола. Основной задачей строительства БС и БГС является обеспечение заданного отхода при минимальных издержках на бурение с обеспечением требуемого качества работ. Вместе с тем совершенно очевидно, что последующая механизированная эксплуатация скважины с БС может оказаться невозможной, в частности, при необходимости спуска насосного оборудования в боковой ствол. При этом диаметр обсадной колонны бокового ствола имеет меньшую в сравнении с основным стволом величину. Вследствие этого спуск штангового или, тем более, электроцентробежного насоса в боковой ствол с сильно искривленным участком в зоне забуривания может оказаться невозможным. В этой связи должны существовать оптимальные профили БС, удовлетворяющие требованиям минимальных издержек на бурение и последующую эксплуатацию. При эксплуатации БС необходимо стремиться к максимальной глубине их забуривания. При этом увеличивается вероятность спуска насосного оборудования до глубины резарки БС и безопасной эксплуатации насосов. Одновременно максимальная глубина забуривания БС уменьшает его длину. Однако необходимость забуривания с очень малым радиусом искривления в зоне набора кривизны позволяет увеличивать глубину резарки лишь до определенных пределов.



Несмотря на достигнутый уровень, бурение БС в России и за рубежом еще не получило должного развития из-за отсутствия соответствующих технических средств и технологий, которые бы обеспечивали безаварийность работ, выполнение проектных показателей и др. Определенный опыт бурения БС и БГС накоплен в Башкортостане, Татарстане, Удмуртии, Западной Сибири, в Красноярском крае. Существует ряд сложных проблем, к которым относятся технологии установки высокопрочных мостов, управления траекторией ствола, крепления колонны и освоения скважины.

Целью работы является разработка новых и совершенствование применяемых технологий строительства скважины с боковыми стволами, снижающих затраты и повышающих качество и надежность дальнейшей эксплуатации.

Основные задачи исследований.

1. Анализ и обобщение опыта строительства скважин с боковыми стволами в нефтедобывающих регионах с различными геолого-физическими условиями бурения.
2. Обоснование оптимального профиля бокового ствола и технологии бурения, обеспечивающие минимальную себестоимость проводки и эффективность последующей эксплуатации скважины.
3. Разработка комплекса технических средств и технологий фрезерования обсадной колонны и выхода инструмента из скважины при ориентированном и безориентированном бурении бокового ствола.
4. Исследование гидравлических сопротивлений при бурении и креплении бокового ствола с учетом эксцентриситета расположения колонны в скважине, трения жидкости о стенки колонны и утечек жидкости через резьбовые соединения труб.
5. Разработка технологий и научно-методических основ крепления скважин с малыми радиальными зазорами между стенкой бокового ствола и обсадными трубами, а также обеспечения герметичности заколонного пространства в зоне продуктивного горизонта.
6. Исследование и создание технологии расширения ствола скважины в зоне продуктивного пласта при строительстве боковых стволов с целью повышения герметичности заколонного пространства.
7. Исследование и разработка технологического процесса освоения скважин с боковыми стволами свабированием с учетом реологических параметров пластовой нефти.

Научная новизна

1. Разработаны теоретические основы расчета параметров цементных мостов высокой прочности, обеспечивающих выход бурового инструмен-

та из основного ствола скважины в зоны фрезерования обсадной колонны. Получена экспериментальная зависимость набора зенитного угла забуривания ствола от нагрузки на долото для различных КНБК и горных пород.

2. Получены теоретические и экспериментальные формулы для расчетов осевых нагрузок на бурильный инструмент и параметров набора кривизны. В расчетах для характеристики нерегулярности искривления ствола рассматриваемой зоны впервые введен параметр Хаусдорфа.

3. Впервые в практике бурения разработан и научно обоснован метод повышения качества герметизации кольцевого пространства за эксплуатационной колонной в зоне продуктивного пласта локальным расширением ствола скважины. Установлены максимальные диаметры расширения ствола и разработана методика расчета монолитного цементного кольца в этом интервале.

4. Выявлено влияние утечек промывочной жидкости на гидравлические сопротивления при бурении бокового ствола и изменение осевых нагрузок на бурильную колонну.

5. Научно обоснована и разработана графоаналитическая методика прогнозирования давления и режимов цементирования колонн-хвостовиков боковых стволов с учетом реологических параметров жидкостей и эксцентриситета кольцевого пространства.

6. Получены теоретические зависимости для расчета основных параметров освоения скважин свабированием, учитывающие предельные динамические напряжения сдвига пластовой нефти и фильтрата промывочной жидкости.

7. Новизна 27 технологических и технических решений подтверждена признанием их изобретениями и выдачей патентов.

Основные защищаемые положения

1. Технические средства и технологии для фрезерования обсадной колонны и забуривания бокового ствола скважины.

2. Методические основы расчета осевых нагрузок на долото при 2...5 интервальных боковых стволах различного профиля.

3. Способ изоляции продуктивных и верхних водоохраных комплексов созданием технологии расширения ствола скважины.

3. Технологии и комплекс устройств для крепления боковых стволов скважин с малыми зазорами между стенкой ствола и хвостовиком.

5. Методика расчета основных параметров и технология освоения скважин свабированием с учетом реологических свойств фильтрата промывочной жидкости и пластового флюида.

Практическая ценность.

1. Разработан и внедрен в АНК «Башнефть» комплекс технологий и технических средств фрезерования эксплуатационных колонн и забуривания бокового ствола, обеспечивших снижение себестоимости ориентированного и безориентированного бурения (райбер-фрезер РФУ-168; клиновой отклонитель по патенту РФ № 2119573; шпиндель-отклонитель (патент РФ №2136834); вырезающие устройства ВУ-168 и ВУ-146 (патенты РФ №2110665, 2201493); райбер пилотный РПМ-125; фрезер оконный ФО-126; райбер колонный РК-125; якоря, калибраторы, центраторы и другие устройства).

2. Разработана и внедрена на трех скважинах АНК «Башнефть» технология локального расширения ствола до диаметра 130 ... 140 мм и длиной 6...8 м для повышения герметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной в зоне продуктивного горизонта.

3. Разработана и внедрена в АНК «Башнефть» технология освоения скважин свабированием. Создана методика определения основных параметров освоения скважин (в т.ч. максимально допустимой и минимально необходимой для освоения депрессии на пласт).

4. Разработаны комплекс устройств и технология крепления боковых стволов скважин при малых величинах кольцевого зазора между стенками ствола и эксплуатационной колонной (разъединители резьбовые РР-102 и РР-114; разъединители цанговые ЦРУ-102 и ЦРУ-114; якоря межколонные ЯК-102 и ЯК-114; пакеры межколонные ПАК-102 и ПАК-114).

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались:

- на Втором Международном семинаре «Горизонтальные скважины», ГАНГ, Москва, 1997 г.;

- на научно-практической конференции «Решение проблем освоения нефтяных месторождений Башкортостана», Уфа, 1998 г.;

- на Втором Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем», Уфа, 2000 г.;

- на Республиканской научно-практической конференции «Геологическая служба и горное дело Башкортостана на рубеже веков», Уфа, 2000г.;

- на III Международном семинаре «Горизонтальные скважины», Москва, ГАНГ, 2000; III Конгресс нефтегазопромышленников России, Уфа, 2001 г.;

- на V Международном симпозиуме по бурению скважин в осложненных условиях, Санкт-Петербург, 2001 г.;

- на Всероссийском совещании, Ярославль, 2001 г.;

- на Всероссийской научно-практической конференции «Разработка, производство и применение химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности», Москва, 2002 г.;

- на научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности, Когалым, 2001 г.;

- на научно-практической конференции «Роль региональной отраслевой науки в развитии нефтедобывающей отрасли», Уфа, 2002 г.

- на ученых советах «Башнипинефть» (1998 - 2002 гг.), «Татнипинефть» (1998 г, 2002 г.), АНК «Башнефть» (1995-2002 гг.).

Публикации

По результатам проведенных исследований опубликованы 93 работы, в том числе; 4 монографии, 27 авторских свидетельств и патентов на изобретения.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, выводов и рекомендаций, списка использованных источников и приложения. Работа изложена на 241 стр., содержит 26 табл., 52 рис., 130 библиографических ссылок. Работа выполнена в институте Башнипинефть при участии специалистов Башкортостана, Татарстана, Западной Сибири. Автор приносит всем благодарность за проведение совместных научно-исследовательских работ и оказание помощи.

Основное содержание работы.

В первой главе выполнен анализ бурения ГС, БС и БГС в крупнейших нефтегазодобывающих регионах России – Башкортостане, Татарстане, Удмуртии и Западной Сибири.

Наибольшие объемы бурения ГС, БС и БГС выполнены в Республике Башкортостан. Начало развития бурения ГС относится к тридцатым годам, а к пятидесятым годам в Башкортостане было уже пробурено около 60 ГС. Отсутствие соответствующей техники бурения и геофизической аппаратуры частично приостановило бурение таких скважин и возобновилось в восьмидесятые годы. К этому времени во всем мире было пробурено несколько сотен ГС, а на сегодняшний день – более десятка тысяч.

Широкомасштабные эксперименты по проводке многозабойных, горизонтальных скважин, БС и БГС были начаты в 1952 г. на Карташевском рифогенном месторождении Башкортостана. Здесь в 1952-1953 гг. пробурено 5 многозабойных скважин (№№ 59, 64, 65, 66, 68) с отклонениями от основного ствола до 300 м (скв. № 65). Скважина № 59 имела один горизонтальный ствол, скв. №№ 64 и 65 – по четыре, скв. №№ 66 и 68 – семь и

восемь стволов, соответственно. Наибольшая длина горизонтального ствола составила 260 м.

В настоящее время боковые стволы уже пробурены на Серафимовском, Туймазинском, Узыбашевском, Арланском, Белебеевском и других месторождениях.

Динамика добычи нефти по годам из скважин с БС по АНК «Башнефть» показана на рис.1. Как видно из графика, добыча нефти из вновь введенных скважин растет лишь первые два года, а затем наблюдается падение ее объемов. Так например, скважины, пробуренные в 1997 г., в 1998 г. обеспечили добычу 12,3 тыс.т нефти, в 1999 г. – 12,9 тыс.т нефти, а в 2000 г. уже 10,7 тыс.т нефти. Причина снижения добычи нефти состоит в прогрессирующем обводнении скважин.

Показатели строительства боковых стволов по АНК «Башнефть» представлены в табл. 1. Количество пробуренных БС более 300, в том числе с горизонтальным окончанием - 26. Средняя длина БС имеет тенденцию к возрастанию благодаря совершенствованию технологии бурения.

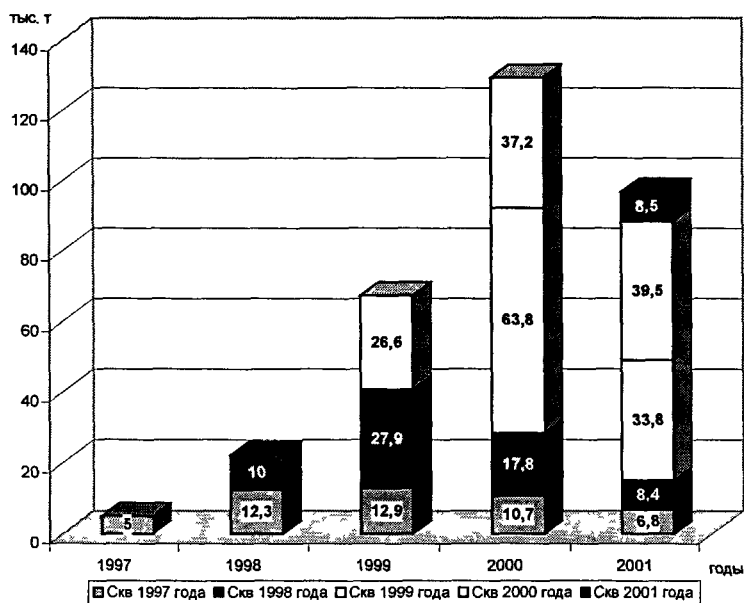


Рис. 1 Динамика добычи нефти из боковых стволов в АНК «Башнефть» за 1997-2001 гг.

Боковые стволы в АНК «Башнефть» бурятся на глубинах от 600 до 2700 м. Бурение ведется мобильными установками А-50МБ, А-60/80, АРБ-100 и облегченной БУ-75. Перед забуриванием бокового ствола производится сплошное фрезерование участка обсадной колонны (диаметром 114, 146, 168 или 245 мм), длиной 10...20 м, или вырезание райбером (с использованием клина-отклонителя) в обсадных трубах бокового окна. Последняя технология осложняется возможностью углового смещения клина-отклонителя и перекрытием окна.

Таблица 1

Показатели строительства боковых стволов в АНК «Башнефть»

Показатели	Ед. изм.	Г о д ы					
		1997	1998	1999	2000	2001	2002
Количество пробуренных боковых стволов	скв.	11	38	52	60	77	65
в т.ч. с горизонтальным окончанием	скв.	-	1	4	14	4	3
Средняя длина ствола	м	350	280	357	354	416	474
Себестоимость строительства одного ствола	тыс. руб.	945,69	1295,56	1684,92	2853,90	3719,28	4253
Средний дебит одного ствола	т/сут	2,6	3,1	3,6	3,7	3,0	3,87
Годовая добыча нефти	тыс. т	10,5	30,4	69,7	132,5	437,1	631,8

Непосредственно бурение стволов ведется винтовыми забойными двигателями диаметром 85-127 мм, разработанными на базе этих двигателей конструкциями отклонителей (Башнипинефть или Пермского филиала ВНИИБТ) с регулируемым углом перекоса, отечественными или импортными долотами диаметром 76-155,6 мм, с использованием телесистем с кабельным (СТГ-108, ОРБИ-36, «Надир») или электромагнитным (ЗТС-54, ЗТС-42, АТ-3), гидравлическим (650 Slim-holl, Orienteer) каналами связи. Пробуренные стволы обсаживаются хвостовиками диаметром 102 или 114 мм с последующей перфорацией в продуктивной зоне или с открытым забоем диаметром 76-124 мм в зоне продуктивного горизонта. Разработка и освоение новой техники и технологии позволили довести стоимость строительства дополнительного ствола до 50-90% от стоимости строительства новой скважины.

Анализ экономической эффективности строительства боковых стволов показал, что затраты на их бурение в 1997 г. окупались через 3 года, в 1998 г. через 2,6 года и в 1999 г. через 1,8 года.

Анализ продолжительности строительства БС в АНК «Башнефть» за 2000 г. показал возможность снижения их стоимости. Наибольшие затраты времени составляют работы, связанные с бурением, а в общем балансе времени 43 % тратится на вспомогательные работы, причем, большая их часть связана с ориентированным бурением.

Для повышения эффективности и снижения технологических затрат на вырезание бокового окна разработан комплекс инструментов, включающий клин-отклонитель с усиленным механическим креплением в обсадной колонне и многолезвийные фрезеры на основе металлокерамической композиции. Промысловые испытания показали, что продолжительность вырезания окна сокращается в 2-3 раза по сравнению со сплошным фрезерованием колонны с помощью комплекта фрезеров.

Аналогичные проблемы имеют место и в других нефтедобывающих регионах Урало-Поволжья. С появлением более совершенных телеметрических систем и другого оборудования (долот, бурильных труб) в АО «Татнефть» началось ориентированное по азимуту забуривание БС с горизонтальными ответвлениями в зоне продуктивного комплекса. Так, в скв. № 19756 Зеленодольской площади НГДУ «Азнакаевскнефть» был пробурен боковой ствол с длиной горизонтальной части 100 м. Всего в АО «Татнефть» за 1999 г. было пробурено 25 вторых горизонтальных стволов со средним дебитом 4,2 т/сут., что обеспечило окупаемость затрат в целом. Дополнительная добыча нефти за последние три года по отремонтированным скважинам методом забуривания боковых стволов (на 01.01.2000 г.) составила 150825,5 т, в том числе в 1997 г. – 5056 т, в 1998 г. – 33025 т, в 1999 г. – 112771 т. Однако существует еще много проблем, требующих решения. Так, 24 % восстановленных скважин имеют дебит менее 2 т/сутки и 26 % - обводненность более 50 %. Скважины с дебитом менее 2 т/суток оказались нерентабельными.

В Удмуртии пробурено свыше 105 горизонтальных скважин. Преимущество бурения боковых стволов было обусловлено отсутствием необходимости в строительстве новых коммуникационных линий и сокращением затрат на оборудование и материалы. Работы по бурению БС ведутся на 9 месторождениях Удмуртии. Уже к 2003 г. было пробурено 230 боковых горизонтальных ствола из старого фонда скважин.

В Западной Сибири ряд месторождений вступил в позднюю стадию разработки, и поддержание уровня добычи нефти в последние годы стало все больше требовать новых подходов в обеспечении рентабельной эксплуатации скважин, проведения эффективных геолого-технических мероприятий. Первые опытные работы по проводке вторых стволов показали невысокую эффективность применения традиционных приемов ведения таких работ. Основные проблемы связаны с ненадежным креплением вто-

рого ствола и возникновением перетоков при использовании тампонажных растворов на основе гидрофобного тампонажного материала (ГТМ).

Бурение боковых стволов более целесообразно там, где отсутствуют водоносные пласты, как ниже продуктивных отложений, так и выше. Наиболее тяжелые осложнения наблюдаются в скважинах с близко расположенными подстилающими водонасыщенными горизонтами, которые не удастся изолировать известными и доступными средствами при бурении по обычным технологиям.

Во второй главе рассматриваются рациональные типы профилей БС и БГС, а также разработанные технологии фрезерования окон в эксплуатационных колоннах и забуривания боковых стволов.

В зависимости от способа бурения и используемых технических средств бурение БС и БГС производится с двух, трех и четырех интервальными профилями. Забуривание стволов производится с клинов-отклонителей и цементных мостов повышенной прочности. Средние радиусы искривления стволов на участке набора зенитного угла составляют 60...700 м.

Одной из задач бурения является разработка технологии, позволяющей уменьшить радиус искривления до минимально возможной величины.

Малые глубины забуривания влекут за собой повышенные издержки на бурение ствола и его крепление вследствие большой протяженности бокового ствола. Кроме того, при малых глубинах забуривания неизбежна работа скважинного насосного оборудования в боковом стволе. Значительные силы трения в насосном подъемнике при работе штанговых установок или изгибающие моменты при спуске электроцентробежных установок будут в значительной мере сокращать межремонтный период механизированной добычи или полностью исключать ее применение.

С другой стороны, увеличение глубины забуривания и уменьшение радиуса искривления бокового ствола в зоне набора кривизны можно осуществлять лишь до определенных пределов, после которых исчерпываются возможности имеющегося на сегодня бурового инструмента, и происходит резкое удорожание проводки. Поэтому уменьшение радиуса набора зенитного угла скважины целесообразно лишь до определенных пределов. Задачей разработки технологии является расширение этих пределов до максимально возможных значений.

Основной проблемой бурения боковых стволов на сегодняшний день является вырезание окна в эксплуатационной колонне и забуривание на начальном участке, обеспечивающее надежный выход инструмента из старого ствола. Вырезание окон производится с помощью райбера по клиновому отклонителю. Реже осуществляется полное вырезание участка

эксплуатационной колонны с последующей установкой цементного моста.

На базе опыта бурения боковых стволов автором установлены границы применения обоих способов. В наклонных скважинах с зенитным углом отклонения обсаженного ствола в месте забуривания более 20° применение существующих вырезающих устройств с круговым фрезерованием осложняется вследствие нарушения центровки режущего органа под действием собственного веса и получения одностороннего щелевидного окна.

В условно-вертикальных скважинах применение клиновых отклонителей и райберов также связано со значительными осложнениями из-за наличия проблемы ориентации отклонителя. Основной недостаток серийных отечественных отклонителей заключается в низкой надежности их фиксации в эксплуатационной колонне. В процессе бурения имели место случаи произвольного проворота клинового отклонителя вокруг своей оси. К примеру, бурение БС на скв. 131 Серафимовской площади сопровождалось проблемами при повторном пропуске инструмента через вырезанное окно из-за частичного проворота клина-отклонителя. В этой связи автором разработана конструкция клинового отклонителя (патент РФ 2119573), позволяющая надежно фиксировать его путем полного цементирования в эксплуатационной колонне (рис.2). Конструкция включает дополнительный клин, стыкуемый с основным и образующий с ним единую цилиндрическую поверхность. Оба клина имеют каналы для прохождения цементного раствора. После спуска отклонителя до упора о цементный мост и частичной разгрузки веса колонны производится закачка цементного раствора до полного заполнения им клина-отклонителя. Затем производят полную разгрузку веса колонны, что позволяет срезать шпильки, соединяющие отклонитель с дополнительным клином. После этого выполняют подъем дополнительного клина и последующий спуск райбера (после ожидания затвердевания цемента). Основной отклонитель при этом остается надежно зафиксированным в эксплуатационной колонне. Испытания клина-отклонителя в Туймазинском и Краснохолмском УБР на месторождениях АНК «Башнефть» и АО «Татнефть» показали высокую надежность его фиксации.

Автором разработана компоновка инструмента с механическим креплением в обсадной колонне за счет упора устройства на искусственный забой. Конструкция клинового устройства состоит собственно из клина, фрезера и якоря. Данная модификация отклоняющего устройства была испытана на нескольких скважинах АНК «Башнефть».

Собранное на устье скважины клиновое устройство спускается на бурильных трубах до искусственного забоя. После разгрузки инструмента до 80 кН происходит раскрытие фиксаторов и установка клинового уст-

ройства в заданном интервале. Одновременно происходит срезание винтов, которыми райбер через хвостовик крепился к клину. Затем инструмент вращают, и при движении его вниз начинается вырезание окна в обсадной колонне.

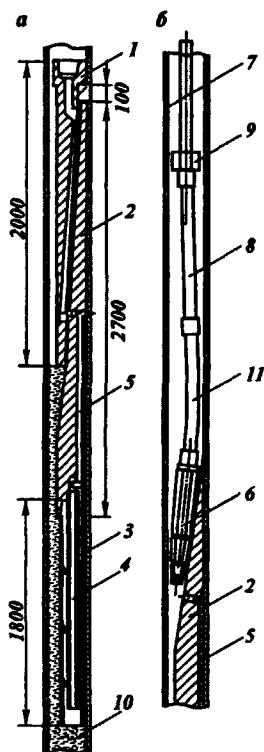


Рис. 2 Клиновой отклонитель

- а) - конструкция отклонителя; б) - вырезание окна. 1 - клин дополнительный; 2 - клин-отклонитель; 3 - хвостовик; 4 - труба центральная; 5 - канал; 6 - райбер; 7 - обсадная колонна; 8 - бурильная труба; 9 - центратор; 10 - цемент, 11 - УБТ

В настоящее время нами разработан и успешно испытан комплект инструмента для зарезки бокового ствола за один рейс без установки цементного моста (рис. 3), включающий переводник ориентатор ПО-73, клапан перепускной КП-73, бурильная труба ТБПВ-73, фильтр Ф-73, УБТ 105/50, гибкая труба ГТ-73/50, фрезер расширяющий ФР-125, фрезер оконный ФОГ-120, гидросистема, клиновой отклонитель КОГ-146, шарнирный переводник, якорь гидравлический ЯГ-146. Компоновка позволяет

совмещать в одном рейсе ориентированное закрепление клина отклонителя, вырезание окна в обсадной колонне и бурение бокового ствола.



Рис. 3 Комплект инструмента для бурения бокового ствола

Для увеличения эффективности работ по фрезерованию колонны необходимо применение секционных объемных двигателей. Автором разработана и применена в Туймазинском УБР технология фрезерования окна в колонне, первоначально, конусной частью райбера. В последующем окно обрабатывается цилиндрической частью райбера с неизношенным вооружением, и скорость обработки окна резко увеличивается. В скважине № 409С Туймазинской площади на фрезерование и обработку окна затрачено 16 часов, что в 1,5-2 раза меньше, чем при фрезеровании по обычной технологии с применением райбера-фрезера РФУ.

Секционирование рабочих органов позволяет использовать для фрезерования не только райберы, но и устройства для сплошного вырезания колонны.

Результаты исследования работ с устройствами для сплошного фрезерования обсадной колонны показали, что режущие элементы резцов в процессе фрезерования изнашиваются незначительно. Износ усиливается из-за ударов о стенку обсадной трубы в начале фрезерования и промывки при работающем двигателе с открытыми резцами. Вырезающая часть (торец) изнашивается в среднем на ширину 10 мм с глубиной 10-14 мм. В табл. 2 приведены сравнительные показатели работы вырезающих устройств в Туймазинском УБР.

Таблица 2

Показатели работы вырезающих устройств в Туймазинском УБР

Тип вырезающего устройства	Разработчик	Диаметр обсадной колонны, мм	Тип привода	Кол-во скважин, на которых фрезеровали шт.	Итого		В среднем на 1 скважину		Механическая скорость фрезерования, м/час
					отфрезеровано, м	время фрезерования, час	отфрезеровано, м	время фрезерования, час	
УВУ-168	ВНИИБТ	168	ротор	2	17,00	155,5	8,50	77,75	0,11
ВУ-168	ТУБР	168	ротор	2	21,00	31,3	10,50	15,65	0,67
ВУ-168	ТУБР	168	забойный двигатель Д1-127	20	234,20	279,2	11,71	13,96	0,84
ФР-114/146	НПП «Азимут»	146	ротор	1	8,40	28,3	8,40	28,30	0,30
ВУ-146	ТУБР	146	ротор	3	33,0	44,5	11,00	14,83	0,74

Работы в скважинах проводились вырезающими устройствами, разработанными ВНИИБТ (УВУ-68), «Азимут» (ТРГ-146) и Туймазинским УБР (ВУ-146, ВУ-168). Для повышения эффективности работ с участием автора разработаны устройства для вырезания сплошного участка колон-

ны. Устройство (патенты РФ 2110665 и 2201493) предназначено для фрезерования колонн диаметром 168 мм (рис. 4).

После спуска инструмента на необходимую глубину во внутреннюю полость устройства производят закачку промывочной жидкости под давлением 10 МПа. Жидкость, воздействуя на подпружиненный поршень 2, заставляет перемещаться шток 4 и наконечник 5, который своей конусообразной поверхностью отжимает резцы 8, выводя их в рабочее положение.

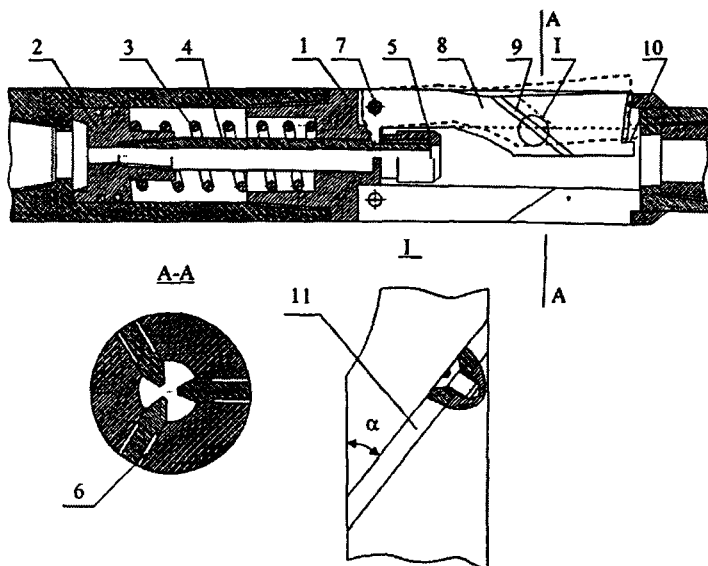


Рис. 4 Вырезающее устройство

- 1 – корпус ; 2 - поршень; 3 - пружина; 4 - шток; 5 - толкатель; 6 - паз;
7 - шарнир; 8 - резец; 9 – верхняя опорная плоскость;
10 – нижняя опорная плоскость; 11 – калибровочная плоскость

Фрезерование производится подачей инструмента при постоянном нагнетании промывочной жидкости. При завершении процесса давление жидкости в трубах сбрасывается и поршень 2 под действием пружины 3 возвращается в исходное положение, а наконечник 5 своим верхним уступом воздействует на эксцентрик резцов, возвращая их в транспортное положение.

С помощью разработанных устройств ВУ-146 и ВУ-168 на ряде скважин (старого фонда) фрезерованы участки обсадных колонн длиной

по 17 м без заклинивания резцов и прихвата инструмента. Величины зенитных углов на этих участках изменялись в интервале $0...20^{\circ}$.

Средняя механическая скорость фрезерования составила 0,773 м/час, а затраты времени на один участок длиной 11 м - 14,74 часа. Фрезерование сплошного кольца в колонне с вырезающими устройствами проводили вращением инструмента ротором. В более чем 20 скважинах фрезерование проведено с применением гидравлических забойных двигателей. Особенно важное место занимает предложенная технология фрезерования окна с применением гидравлических забойных двигателей в скважинах, где затруднено вращение всего инструмента или это приводит к большим энергетическим затратам.

Для безориентированного управления траекторией ствола наклонной или горизонтальной скважины при бурении забойными двигателями наиболее часто используют КНБК с одним или двумя опорно-центрирующими элементами (ОЦЭ). Такие КНБК при бурении в изотропных породах с платформенным залеганием пластов обеспечивают более или менее удовлетворительный безориентированный набор или спад зенитного угла.

В последние годы получает распространение тенденция к переходу от ОЦЭ с жесткими центрирующими или калибрующими ребрами на калибраторы, стабилизаторы и центраторы со сменными лопастями регулируемого (непосредственно перед спуском в скважину) диаметра. Указанным условиям в наибольшей мере удовлетворяют разработанные с участием автора и апробированные в промысловых условиях в 1997-1998 гг. гидравлические калибраторы с самовыдвигающимися ребрами модели: КПр-215 (прямолопастной) и КС-215,9 (спиральный). Промысловые испытания гидравлического спирального калибратора показали устойчивое управление безориентированным набором или спадом зенитного угла скважины.

В искривленных стволах мощность серийных винтовых двигателей часто оказывается недостаточной для бурения скважины, особенно при износе статора или ротора. Для увеличения крутящего момента с участием автора разработан способ ориентированной сборки рабочих органов винтовых забойных двигателей (патент РФ 2109122). Спаренный забойный двигатель в ряде скважин (скв. №№ 319, 455, 121, 1029) позволил увеличить нагрузку на долото в процессе забуривания БС в среднем на 25 %.

Выпускаемые отечественной промышленностью отклонители для бурения ГС и БС требуют совершенствования конструкции ввиду необходимости в ряде случаев высокого темпа набора кривизны. На параметры искривления оказывают влияние угол перекоса шпинделя-отклонителя и длина нижнего плеча. Эта проблема автором решена за счет разработки ряда технических средств, обеспечивающих уменьшение радиуса забури-

вания до 40...60 м (двигатель с укороченным нижним плечом, патент РФ №2136834, гибкая труба и др.).

Получены эмпирические формулы для расчета зенитного угла в зависимости от нагрузки P_0 , угла перекоса двигателя β , длины нижнего плеча двигателя l и др. Полученные результаты позволяют выбирать режим бурения БС после выхода инструмента из основного ствола при определенных геометрических параметрах КНБК, механических свойств разбурываемых пород и ряда других факторов.

Автором также разработана методика расчета установки цементных мостов, обеспечивающая забуривание БС из фрезерованного участка обсадной колонны с цементного моста. Определены необходимые параметры мостов (высота, твердость), позволяющие обеспечить забуривание бокового ствола из вырезанного окна.

Для обеспечения выхода бурильного инструмента из старого ствола необходимо окно достаточной протяженности. С этой целью разработана технология, сущность которой заключается в вырезании небольшого участка обсадной колонны в виде кольца и последующем частичном подъеме колонны (патент РФ 2109921). Подъем колонны возможен в случаях отсутствия цементного кольца в кольцевом пространстве. До вырезания сплошного кольца в колонне производят ее опрессовку с целью выявления дефектов в трубах. После вырезания верхнюю часть колонны частично приподнимают на 30...50 м и цементируют. Далее в образовавшемся окне устанавливают цементный мост высокой прочности для забуривания БС.

В третьей главе выполнены исследования технологических параметров бурильной колонны при строительстве боковых стволов различного профиля.

Приведен анализ конструкций бурильных колонн, исходя из требований условий разрушения забоя скважины с учетом геологического залегания и механических свойств разбурываемых пород, технологических особенностей применяемых режимов бурения, различных отечественных и импортных типоразмеров бурильных труб и др. факторов. Показана целесообразность выбора конструкций колонн с учетом способа бурения, исходя из соответствующих расчетов не только на несущую способность и усталостную прочность, но и на долговечность. Обоснована необходимость выбора комбинированных колонн, состоящих из стальных и легкосплавных бурильных труб, с обеспечением, дополнительно, и максимально возможного подавления грунтовых колебаний долота (от ухабообразности забоя скважины), т.е. с сопутствующим увеличением скоростей бурения и снижением интенсивности загрязнения продуктивного коллектора в процессе первичного вскрытия пласта бурением. Так, например, при использовании в колонне и стальных (СБТ) и легкосплавных (ЛБТ) буриль-

ных труб, по возможности, следует ЛБТ располагать на расстоянии от долота:

$$L = \frac{15c}{mn_d} (1 + 2k), \quad (1)$$

где $c = 5170$ м/с – скорость звука в СБТ;

m и n_d – число шарошек и частота вращения долота;

$k = 0, 1, 2, \dots$

Исходя из механики поведения колонны труб как гибкой нити, разработан методика расчета потерь осевых нагрузок и момента кручения по длине бурильного инструмента при различных профилях боковых стволов. Расчет сводится к определению потерь осевой нагрузки на трение по нескольким интервалам (наклонным, набора и естественного спада зенитного угла) бокового ответвления ствола и вышерасположенного участка скважины. Получена универсальная формула для определения осевой нагрузки на забой скважины:

$$P_3 = (1 + 2m') (2k' + n') I_n B + h' - \Delta P_{cn} - \Delta P_n' - \Delta P_G, \quad (2)$$

где $\Delta P_G = \mu G \sin \alpha$ – потери на трение забойного двигателя и УБТ;

$\Delta P_n = L_0 q \mu \sin \alpha - \mu P_\alpha \operatorname{tg} \alpha$ – потери на сжатом прямолинейном участке колонны;

$\Delta P_{cn} = P_\alpha - (P_3 - G \cos \alpha) + q L_{cn} \cos \alpha$ – потери на сжатом спирально-деформированном участке колонны;

I_n – приведенная цена деления индикатора веса колонны;

$$I_n (A^{n/c, \delta} \Big|_{L=AC} - A \Big|_{L=AB}) - [(1 - b'_e)(1 - \psi'_{nb} \pm 1) + 2] = \\ = (1 \pm b'_1)(1 \pm b'_2 - \psi'_c) a' q L_{BC} \quad (3)$$

где, a' , b'_e , b'_1 , b'_2 , ψ'_{nb} , ψ'_c – находятся из таблицы 3;

$a = -(-\cos \alpha_{n2} \pm \mu \sin \alpha_{n2})$;

$a_{cp} = -(-\cos \alpha_{cp} \pm \mu \sin \alpha_{cp})$;

$x_n = 2C_n(1 + 2C_n)$;

μ – коэффициент трения колонны о стенки скважины;

G – масса забойного двигателя и УБТ;

α – зенитный угол скважины;

величины m' , n' , k и h' в зависимости от профиля ствола определяются по таблице 3, в которой

$$\beta_{nb} = \{A_{nb} [(\mu^2 - 1)(\mu^2 + 1)^{-1} (\sin \alpha_{no} - \sin \alpha_o \exp \mu \varphi) - B_{nb}] - |\sin \alpha_o - \sin \alpha_{nb}| q \rho_{nb}, \quad (4)$$

$$A_{nb} = 1; \quad B_{nb} = 0; \quad \theta = \exp(\mu \alpha_{nb}) + \exp[\mu(\alpha_{nb} - \alpha_{cn})] - 1;$$

$$\varepsilon_{nb} = \exp(\mu \alpha_{nb}); \quad c_n = \mu \left\{ (1 + \cos \gamma_n) / (1 - \cos \gamma_n) \right\}^{0.5} 2 / \pi \}$$

$$\varepsilon_{cn} = \exp(\mu \alpha_{cn}); \quad c_e = \mu \left\{ (1 + \cos \gamma_e) / (1 - \cos \gamma_e) \right\}^{0.5} 2 / \pi \}$$

α_{cn} – зенитный угол в зоне размещения спирально деформированного участка сжатой части бурильной колонны;

α_o и $\alpha_{нб}$ – зенитные углы, соответственно, на верхних и нижних концах участков набора зенитного угла (если верхняя граница сжатой части колонны лежит на участке набора или спада с величиной зенитного угла α_{cn} , то вместо α в формулу для определения β подставляется α_{cn});

γ_n и γ_e – углы охвата на наклонном и вертикальном участках ствола скважины.

Индексы n , e означают, что параметр $c_{n,e}$ относится к участку, соответственно, наклонному (горизонтальному) или вертикальному. Для упрощенных расчетов угол γ усредняется по всей длине рассматриваемого вертикального, наклонного или горизонтального интервала профиля (или по укрупненным участкам его). Для слабо искривленных, т.е. для большинства БС принимают $c_n = c_e = 0$. В случае, когда спирально деформированная часть колонны (L_{cn}) расположена на участке набора зенитного угла, при определении ΔP_{cn} углы α на длине L_{cn} усредняются.

В работе для расчета сил трения в искривленной скважине введен новый геометрический комплекс – обобщенный угол охвата, учитывающий характер кривых изменения γ_n или γ_e по глубине. Комплекс включает множитель – параметр Хаусдорфа, изменяющийся в пределах 1,08...1,32. В этом случае угол охвата

$$\gamma_{об} = 180 - \varphi D, \quad (5)$$

где φ – интенсивность изменения угла между касательными к оси скважины на интервале инклинометрических замеров;

D – параметр Хаусдорфа.

Указанный диапазон изменения D получен на основе анализа большой группы скважин Урало-Поволжья. Формула (5) показывает, что при высокой степени хаотичности изменения φ на каком-либо участке искривления трение будет возрастать пропорционально этой хаотичности. Параметр D для конкретного участка определяется графически по кривой изменения φ от глубины скважины.

На основе проведенного анализа видно, что в боковых стволах разница между весом сжатой части колонны, регистрируемым наземным индикатором веса и нагрузкой на забой, может достигать значительной величины. Причем, с увеличением глубины бокового ствола (БС) эта разница возрастает.

Определенные по формуле (1) и таблице 3 и не учитываемые наземным индикатором веса колонны величины потерь осевой нагрузки на трение, например, в стволах диаметром 123,8 мм с использованием буриль-

ных труб ТБПВ 73х7 мм с замками ЗПН-108 для различных вариантов участков набора и стабилизации зенитного угла, приведены в табл. 4 и 5.

Таблица 3

**Зависимость параметров расчета нагрузки на забой
и цены деления ГИВ от профиля БС**

Скважины	двух- интервальные	трех- интервальные		пяти-интервальные
участки	вертикальный, набора	вертикальный, набора, спада	вертикальный, набора, на- клонный (гори- зонтальный)	вертикальный, на- бора, наклонный, набора, наклонный (горизонтальный)
m'	0	0	c_n	c_{n2}
p'	$\epsilon_{сп}$	θ	$\epsilon_{нб1}$	$(\epsilon_{нб} + \epsilon_c - 1)$
k'	c_b	c_b	c_b	$(c_b + c_{н1} \epsilon_{нб})$
h'	$\beta_{нб1}$	$\beta_{нб2}$	0	0
a'	$a_{сп}$	$a_{сп}$	a	a
b_b'	$2 c_b$	$2 c_b$	$2 c_b$	$2 c_b$
b_1'	0	0	$\chi_{н1}$	$\chi_{н1}$
b_2'	0	0	0	$\chi_{н2}$
$\psi_{нб1}'$	$\epsilon_{нб1}$	$\epsilon_{нб1}$	$\epsilon_{нб1}$	$\epsilon_{нб1}$
$\psi_{нб2}'$	1	$\epsilon_{нб2}^{-1}$	1	$\epsilon_{нб2}^{-1}$

Результаты расчетов по приведенной методике осевой нагрузки на забой БС позволили подтвердить следующее:

- потери осевой нагрузки на трение элементов бурильной колонны о стенки бокового ствола при бурении соизмеримы с величиной осевой нагрузки на долото;

- при бурении бокового ствола длиной свыше 300...400 м необходима периодическая проверка (по разработанной методике) нагрузки на забой.

Одной из проблем строительства БС является повышение качества крепления колонн-хвостовиков в малых кольцевых зазорах (11-20 мм). Автором разработана методика выбора КНБК для локального расширения ствола скважины, обеспечивающего повышенную герметичность цементного камня за эксплуатационной колонной. Необходимость локального расширения объясняется тем, что обсадная колонна на наклонном участке ствола всегда эксцентрично смещена относительно оси ствола. Диаметры расширения:

- не должны превышать величин, при которых цементный раствор не сможет вытеснить промывочную жидкость из наиболее узкого зазора между нижней стенкой участка расширения и обсадной колонной.

- минимальная величина диаметра лимитируется предельно допустимым гидравлическим сопротивлением заколонного пространства.

Таблица 4

**Потери веса буровой колонны
на трение ($\Delta P_{\text{тб}}$, кН) о стенки скважины на участках набора зенитного угла,
не учитываемые ГИВ (колонна 73х7-миллиметровых буровых труб)**

Радиус участка набора, м	$\Delta P_{\text{тб}}$ при зенитном угле $\alpha,^\circ$ и осевой растягивающей нагрузке $P_{1,2}$, кН на конце участка набора (на начале участка $\alpha_0 = 0^\circ$)								
	$\alpha = 30^\circ$			$\alpha = 60^\circ$			$\alpha = 90^\circ$		
	$P_{1,2}=20$ кН	40 кН	60 кН	20 кН	40 кН	60 кН	20 кН	40 кН	60 кН
40 м ↓	2,6	4,8	7,0	4,6	8,8	13,0	6,4	12,4	18,4
"- ↑	3,0	5,6	8,2	5,8	11,2	16,6	9,2	18,0	26,8
80 м ↓	3,1	5,3	7,5	5,1	9,3	13,5	6,9	12,9	18,9
"- ↑	3,5	6,1	8,7	6,3	11,7	18,8	9,7	18,5	27,3
120 м ↓	3,5	5,7	7,9	5,5	9,7	13,9	7,3	13,3	19,3
"- ↑	3,9	6,5	9,1	6,7	12,1	17,5	10,1	18,9	27,7
200 м ↓	4,4	6,6	8,8	6,4	10,6	14,8	8,2	14,2	20,2
"- ↑	4,8	7,4	10,0	7,6	13,0	18,4	11,0	19,8	28,6
400 м ↓	6,6	8,8	11,0	8,6	12,8	17,0	10,4	16,6	22,4
"- ↑	7,0	9,6	12,2	9,8	15,2	20,6	13,2	22,0	30,8

При перемещении колонны ↑ - вверх, ↓ - вниз

Таблица 5

**Потери веса колонны на трение ($\Delta P_{\text{т}}$, кН)
на наклонных участках ствола скважины, не учитываемые ГИВ
(трубы ТБПВ 73х7 мм)**

Зенитный угол	Длина наклонного участка, L_n			
	200 м	400 м	600 м	1000 м
30°	2,5	5,0	7,5	12,6
60°	4,3	8,7	13,0	21,7
90°	5,0	10,1	15,1	25,1

Выбор схемы локального расширения производится в зависимости от условий залегания продуктивного горизонта, проходимости и оснастки обсадной колонны, наличия возможности осложнений при заканчивании и последующей эксплуатации скважины и ряда других факторов.

Максимально допустимый диаметр расширения ствола, обеспечивающий полное замещение промывочной жидкости цементным раствором, определялся аналитическим путем, исходя из условия предотвращения в процессе цементирования застойных зон в самой узкой части эксцентричного кольцевого пространства расширенного участка. Автором получена формула для определения минимальной производительности цементировочных агрегатов, обеспечивающей течение цементного раствора через все сечение эксцентричного кольцевого пространства (рис. 5) в виде

$$Q_{\kappa}^{\infty} \cong \frac{\pi \tau_0}{8\eta} \left[\begin{aligned} & -\frac{\delta^2 r}{6} + \left(\frac{10r}{6} - \frac{\delta}{6} \right) \delta \Delta \left(\frac{8r}{3} - \frac{3\delta}{4} \right) \left(\Delta^2 + \frac{\varepsilon^2}{2} \right) + \left(\frac{4r}{3\delta} - 1 \right) \Delta \left(\Delta^2 + \frac{3\varepsilon^2}{2} \right) + \\ & + \frac{\Delta^2}{3\delta} (\Delta^2 + 3\varepsilon^2) - \frac{13\Delta^3}{72r\delta} \left(\Delta^2 + 5\varepsilon^2 + \frac{15\varepsilon^4}{8\Delta^2} \right) \end{aligned} \right] \quad (6)$$

Здесь τ_0 и η - соответственно предельное динамическое напряжение сдвига и вязкость цементного раствора или промывочной жидкости; ε - допустимый или фактический (определяемый в зависимости от центрирующей оснастки колонны в зоне продуктивного комплекса) эксцентриситет смещения обсадных труб на рассматриваемом участке скважины; R - радиус скважины; r - наружный радиус обсадных труб; $\delta = R - r - \varepsilon$; $\Delta = R - r$.

На рис.6 (верхняя часть) показано рассчитанное по формуле (6) влияние диаметра скважины на требуемый минимальный расход жидкости, обеспечивающий течение некоторых видов цементных и глинистого растворов по всему периметру сечения эксцентричного кольцевого пространства. Полученная графическая зависимость позволяет определить диаметр расширения ствола для скважин, обсаживаемых 102-мм обсадными трубами, при условии, когда эксцентриситет смещения колонны относительно оси скважины согласно нормативам ВНИИКРнефть (разработанным в свое время для вертикальных скважин) не превышает половины полуразности диаметров скважины и наружного труб. Из рис.6 видно, что на замещение растворов в заколонном пространстве влияет отношение τ_0/η цементного раствора. Анализ формулы (6) показывает недопустимость использования (в отличие от нормативных материалов), фиксированной величины эксцентриситета смещения на различных участках стволов наклонных и горизонтальных скважин. В противном случае замещение промывочной жидкости цементным раствором по периметру кольцевого пространства может оказаться невозможным.

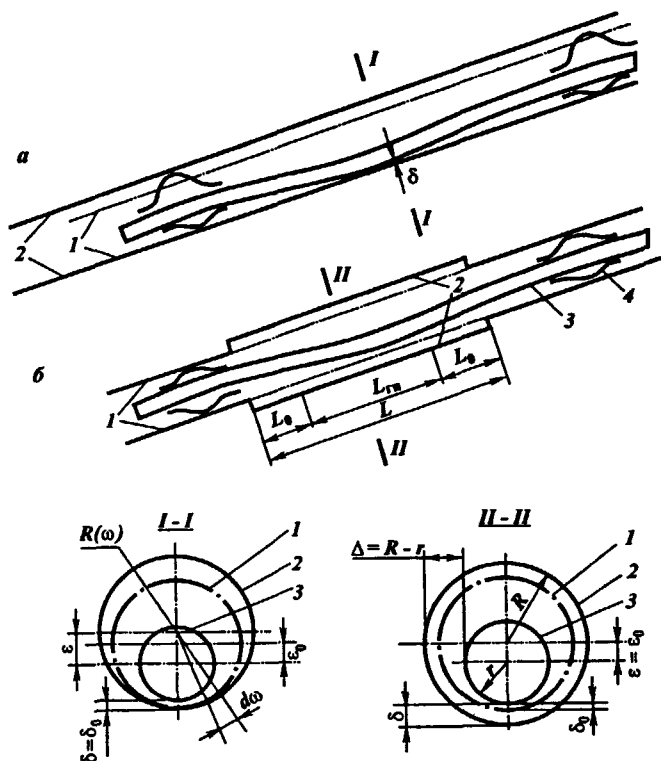


Рис. 5 Схема к выбору геометрических параметров расширения бокового ствола скважины

a - полностью расширенный ствол; *б* - участок локального расширения;
 1 - начальный ствол скважины; 2 - расширенный ствол;
 3 - эксплуатационная колонна; 4 - центрирующий фонарь.

В ряде случаев удовлетворительное замещение может быть обеспечено при неизменных реологических параметрах растворов путем увеличения подачи жидкости в скважину, например, за счет применения большего количества цементировочных агрегатов.

Минимально допустимый диаметр расширения ствола скважины можно определить, исходя из максимально допустимой для данного разреза скважины величины гидравлического сопротивления $[\Delta P]$ между стенками ствола рассматриваемого участка колонны обсадных труб, например, по приближенной формуле Гродде.

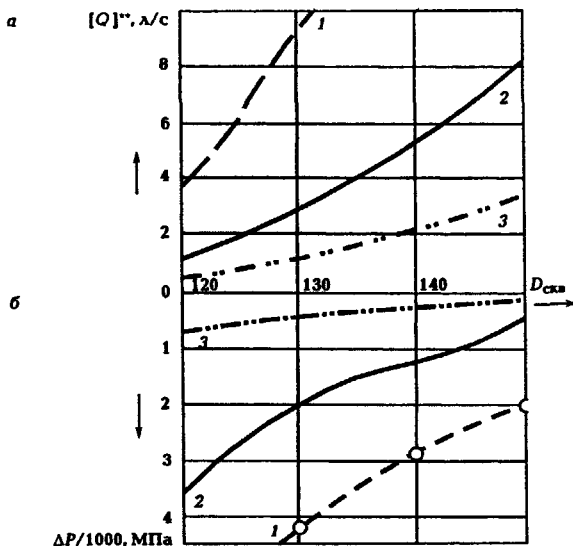


Рис. 6 Зависимость необходимого диаметра расширения ствола скважины от расхода жидкости $[Q]**$ (а) и допустимых потерь давления $[\Delta P]$ в кольцевом пространстве (б)

1 – цементный раствор $\tau_0=21$ Па; $\eta=0,014$ Па·с; 2 – цементный раствор $\tau_0=10$ Па; $\eta=0,02$ Па·с; 3 – глинистый раствор $\tau_0=1,9$ Па; $\eta=0,009$ Па·с

Результаты расчетов гидравлического сопротивления для скважин различных диаметров и 102-миллиметровой эксплуатационной колонны без учета влияния муфтовых соединений представлены на нижней части рис.6.

Из сопоставления верхней и нижней частей графика на рис.6 видно, что выбор диаметров расширения боковых стволов, обсаженных 102-мм трубами, предопределяется минимально необходимым расходом цементировочных агрегатов. При необходимости дополнительного снижения гидравлического сопротивления заколонного пространства используется комбинация сплошного и локального расширения ствола.

В соответствии с результатами проведенного анализа разработаны конструкции КНБК для расширения и проработки ствола расширителем РШ120/136, выбор которых для каждой конкретной группы скважин должен осуществляться индивидуально с последующей увязкой с технологическим режимом расширения или проработки ствола. Результаты локального расширения ствола над и под продуктивным горизонтом с целью повышения качества изоляции продуктивного коллектора при креплении представлены на совмещенной (до и после локального расширения) ка-

вернограмме скв. № 1519 Туймазинской площади в Башкортостане (рис.7).

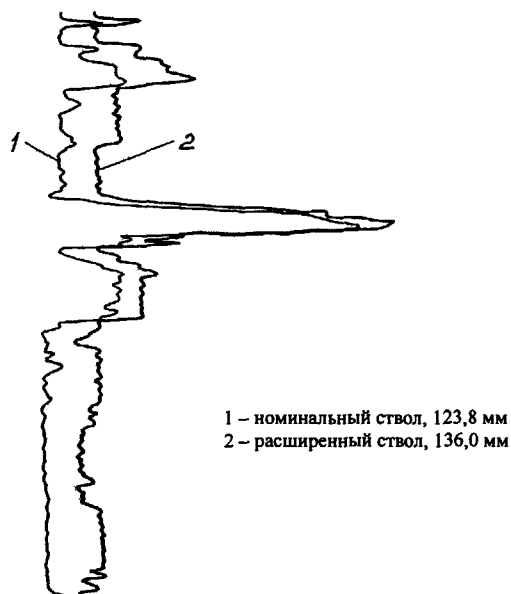


Рис. 7 Совмещенная, до и после локального расширения, кавернометрия скв.1519 С Туймазинской площади

В четвертой главе представлены результаты анализа и теоретических исследований гидравлических сопротивлений и сил трения промывочной жидкости о бурильную колонну в процессе бурения бокового ствола скважины и цементирования обсадной колонны дифференцированно при использовании забойных двигателей и вращении колонны ротором. Показано, что при достаточно большой длине бокового ствола (БС) увеличение нагрузки на долото при движении промывочной жидкости может достигать нескольких, а в отдельных случаях и десятков килоньютон. При высокой вязкости жидкости заметным становится и влияние ее на потери мощности на вращение колонны ротором.

Теоретически исследовано влияние гидравлического сопротивления λ на распределение осевых нагрузок по длине бурильного инструмента. Показано, что течение жидкости внутри колонны «увеличивает» собственный вес бурильных труб на величину $q'' = \tau_c \pi d$, а в кольцевом пространстве, наоборот, «уменьшает» на $q''_к = \tau_{ск} \pi D$. Здесь τ_c и $\tau_{ск}$ - силы

трения промывочной жидкости, соответственно, о внутреннюю (диаметром d) и наружную (диаметром D) поверхности бурильной колонны. На рис.8 представлена построенная по результатам проведенных расчетов зависимость изменения «веса» колонны $L\Sigma q'' = L(q'' - q''_{ск})$, показывающая влияние гидравлических потерь на распределение осевых нагрузок по длине колонны.

Проведено исследование влияния гидравлического сопротивления потока жидкости вращению бурильного инструмента ротором с учетом частоты вращения колонны, осевой скорости потока и наличия вторичных течений (вихрей Тэйлора).

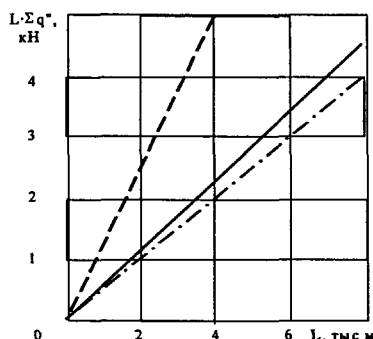


Рис. 8 Влияние гидравлических потерь на изменение осевых нагрузок по длине колонны длиной L при расходе $Q = 22$ л/с

- техническая вода;
- глинистый раствор утяжеленный ($\rho = 1,99$ г/см³; $\tau_0 = 25,2$ Па; $\eta = 74,5$ мПа·с);
- . - . - глинистый раствор нормальный из глин высокого качества ($\rho = 1,20$ г/см³; $\tau_0 = 11,7$ Па; $\eta = 4,1$ мПа·с).

Известно, что при бурении с использованием одного и того же комплекта бурильных труб из-за утечек промывочной жидкости через резьбовые соединения замков (по мере их абразивного износа) механическая скорость по каждой последующей скважине снижается. Например, по результатам промысловых замеров, проведенных М.С. Габдрахимовым, абсолютная величина утечек в колонне длиной 1500...1800 м достигает 15...20 % при производительности насосов 27...34 л/с. В связи с этим теоретически была исследована и получена качественная картина влияния утечек на гидравлические потери в системе «бурильная колонна – скважина». Полученные по результатам исследований формулы для определения гидравлических потерь давления в колонне и в кольцевом простран-

ве с учетом утечек жидкости через резьбовые соединения имеют, в частности, вид:

– в бурильной колонне при турбулентном течении

$$\Delta P_l \approx \frac{4 a_2 \alpha^3 b_2^{0,25}}{12 \bar{q}} \left[\frac{Z^5}{(Z^4 - 1)^3} - \frac{7 Z_0^5}{(Z_0^4 - 1)^3} \right], \quad (7)$$

где $Z = [1 + \alpha(Q - \bar{q}x)^{-1}]^{0,25}$;

$$Z_0 = (1 + \alpha / Q)^{0,25};$$

$$\alpha = c_2 / b_2; \quad a_2 = 0,8 \rho \pi^{-2} d^{-5}; \quad b_2 = 1,46 k_3 d^{-1};$$

– при турбулентном течении в кольцевом пространстве

$$\Delta P_l = \frac{0,876 a_4}{l_4^3 \bar{q}} \left\{ 2 v^{0,5} [Ei(v) - \gamma - \ln v] \right\} \Big|_{v_0}^v. \quad (8)$$

где $v = 3 \ln [b_4 (q + \bar{q}x)]$;

$$v_0 = 3 \ln (b_4 Q);$$

$$V = 3 \ln [Q + \bar{q}l].$$

$$a_4 = \frac{0,6 \rho}{4 F_k \pi (D_{скв} - D)}; \quad b_4 = \frac{4 \rho}{\pi \mu (D_{скв} + D)}.$$

Здесь $\gamma = 0,577$ – постоянная Эйлера;

$Ei(v)$ – интегральная показательная функция;

$v = \frac{4Q}{\pi d^2}$ и $v_* = \frac{4Q}{\pi (D_{скв}^2 - D^2)} = \frac{Q}{F_k}$ – скорости течения жидкости, соответ-

ственно, в трубах и в кольцевом пространстве (площадью D_k);

$d_z = d$ и $d = D_{скв} - D$ – гидравлические диаметры каналов;

ρ – плотность;

s – длина одной трубы;

μ – динамическая вязкость;

k_3 – эквивалентная шероховатость труб;

Q – расход промывочной жидкости;

$D_{скв}, D, d$ – диаметры, соответственно, скважины, наружный и внутренний труб.

С целью упрощения задачи интенсивность утечек жидкости через резьбовые соединения линеаризируем по длине колонны длиной l . В этом случае расход Q_x в произвольном сечении колонны на расстоянии x от верхнего конца ее будет описываться формулой

$$Q_x = Q - (\pm \Delta Q x / l) \equiv Q - (\pm \bar{q} x), \quad (9)$$

где ΔQ - суммарные утечки через резьбовые соединения колонны труб;

q - утечки, условно отнесенные к единице длины колонны;

Q - производительность насосов;

Верхние знаки перед ΔQ и $\bar{q}$ относятся к внутритрубному пространству, нижние - к кольцевому.

Для исследованных в работе условий бурения максимальное влияние утечек промывочной жидкости сказывается на уменьшении линейных гидравлических потерь в трубах. В замковых соединениях изменение ΔP , относительно невелико. В целом, суммарные величины гидравлических потерь при утечках через замковые соединения бурильной колонны снижаются. Нетрудно видеть, что при определенных сочетаниях конструкций колонн и скважин, а также с увеличением глубины бурения и уменьшением диаметра долота влияние утечек может резко возрасти. Уменьшение потерь в трубах с одновременным увеличением их в кольцевом пространстве и является основной причиной ухудшения условий промывки забоя и, соответственно, снижения механической скорости бурения. Однако величина "выталкивающей" силы при наличии утечек будет возрастать, что приведет к снижению растягивающих нагрузок в верхней части колонны. Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что при определенных условиях (сверхглубокое бурение, скважины малого диаметра, трубы с изношенными резьбами и др.) целесообразен учет возможного влияния утечек промывочной жидкости на изменение гидравлических потерь в системе "бурильная колонна-скважина".

Некоторые результаты проведенного анализа гидравлических сопротивлений по длине бурильного инструмента при бурении бокового ствола диаметром 123,8 мм (аналогичные результаты получены и для 150,5-мм стволов), условно приведенные (для колонны бурильных труб) к 1000 м длины ствола скважины, полученные с использованием известных решений А.Д. Альтшуля, Н.А. Гукасова, В.И. Есьмана, Н. Маковея, Б.И. Мительмана, П.И. Кондратенко, Р.И. Шищенко и других исследователей, и представленные в краткой форме в табл. 6, позволили выявить ряд недостатков, ограничивающих использование рациональных режимов проводки боковых стволов при использовании наземного оборудования. (При бурении на технической воде для сравнения приведены результаты расчета влияния утечек промывочной жидкости на снижение гидравлических по-

терь внутри бурильной колонны и на увеличение – в кольцевом пространстве).

Таблица 6

**Гидравлические потери в системе «бурильный инструмент – скважина»
при бурении бокового ствола, МПа**

Потери давления	Параметр	Расход промывочной жидкости, л/с			
		6	8	10	12
1	2	3	4	5	6
Бурение на технической воде $\mu = 1 \cdot 10^{-3}$ Па·с					
Линейные в трубах $L = 1000$ м	V , м/с	2,19	2,93	3,66	4,39
	Re	129000	173000	216000	259000
	λ	0,0167	0,0155	0,0147	0,0140
	ΔP , МПа	0,68	1,13	1,67	2,29
	ΔP^*	0,51	0,84	1,25	1,71
Линейные в 123,8-мм скважине $L = 1000$ м	V , м/с	0,76	1,02	1,27	1,53
	Re	38600	51800	64500	77700
	λ	0,0226	0,0210	0,0199	0,0190
	ΔP , МПа	0,128	0,206	0,315	0,437
	ΔP^*	0,132	0,212	0,325	0,451
Линейные в 146х9 мм обсадной колонне $L = 1000$ м	V , м/с	0,69	0,92	1,15	1,38
	Re	38000	50600	63300	75900
	λ	0,0227	0,0210	0,0199	0,0190
	ΔP , МПа	0,100	0,162	0,240	0,330
	ΔP^*	0,103	0,167	0,247	0,340
Бурение на глинистом растворе ($\eta = 14 \cdot 10^{-3}$ Па·с ; $\tau_0 = 2$ Па; $\rho = 1200$ кг/м³)					
Линейные в трубах $L = 1000$ м	V , м/с	2,19	2,93	3,66	4,39
	Re	6747	10015	13375	16820
	$Bi = 8,43$				
	λ	0,0305	0,0281	0,0265	0,0252
	ΔP , МПа	1,49	2,45	3,60	4,94
Линейные в 123,8-мм скважине $L = 1000$ м	V , м/с	0,76	1,02	1,27	1,53
	Re	1277	2030	2832	3720
	$Bi = 7,26$				
	λ	0,143	0,090	0,037	0,035
	ΔP , МПа	0,978	1,110	0,701	0,959
Линейные в 146х7,7 мм обсадной колонне $L = 1000$ м	V , м/с	0,65	0,87	1,09	1,30
	Re	1032	1667	2383	3123
	$Bi = 8,23$				
	λ	0,189	0,117	>0,038	0,036
	ΔP , МПа	0,832	0,922	>0,470	0,634
В замках, в кольцевом пространстве, на $L=1000$ м ($s = 9''$ м); ($\eta = 14 \cdot 10^{-3}$ Па·с ; $\tau_0 = 2$ Па; $\rho = 1200$ кг/м³)					
В 123,8-мм БС	$\xi = 2,8$				
	ΔP , МПа	0,108	0,194	0,301	0,437
В 146х7,7-мм колонне	$\xi = 1,3$				
	ΔP , МПа	0,037	0,066	0,103	0,146

Продолжение табл. 6

1	2	3	4	5	6
Другие потери					
УБТ 104,8/50,3; L = 18 м; в кольцевом пространстве 123,8-мм сква- жины ($\delta = 4,75$ мм)	V, м/с	1,76	2,36	2,93	3,54
	Re*	1185	1868	2577	3382
	Re	2866	3843	4772	5765
	Bi	1,54	1,15	0,93	0,77
	λ	0,0334	0,0312	0,0298	0,0286
	ΔP , МПа	0,059	0,099	0,145	0,204
Суммарные потери	$\Sigma \Delta P$, МПа	3,50	4,84	5,32	7,32
Давление необходимое для:					
Промывки забоя с гидромонитор- ными насадками диаметром d_n	$d_n=12$ мм				
	V, м/с	53	71	88	106
	ΔP , МПа	2,1	3,8	5,9	8,5
	$d_n=16$ мм				
	V, м/с	30	40	50	60
	ΔP , МПа	0,68	1,21	1,89	2,72
Двигателя Д1-105	ΔP , МПа	7,5		11,0	
То же, Д-108	ΔP , МПа	3,5			5,5
То же, Д-110	ΔP , МПа	3 (при Q = 4)			7,5

Примечания.

* С учетом утечек промывочной жидкости через резьбовые соединения бурильной колонны.

** При длине одной трубы $s = 12$ м приведенные потери давления умножаются на коэффициент $k_{12} = 0,75$.

В целом, анализ приведенных в таблице 6 результатов расчета позволил установить следующее:

1. Гидравлическая мощность насосных агрегатов, используемых в отечественной промысловой практике для бурения забойными двигателями бокового ствола, часто не удовлетворяет условиям форсированных режимов проводки скважин, т.е. не соответствует применяемому бурильному инструменту и имеющейся механической мощности наземного оборудования.

2. При бурении бокового ствола основной частью гидравлических потерь являются потери в трубах и в забойном двигателе.

3. Полная реализация мощности забойного двигателя, например Д1-105, при бурении бокового ствола длиной свыше 200...300 м ограничивается гидравлической мощностью отечественного насосного оборудования. В таких случаях целесообразно использовать двигатель Д-108 или Д-110 вместо Д1-105.

4. Для форсированного бурения бокового ствола необходимо обеспечение давления на устье скважины не менее 15,0...18,0 МПа. Поэтому для бурения боковых стволов с применением забойных двигателей необходимо увеличение мощности насосных агрегатов передвижных буровых установок. Имеющаяся мощность в достаточно полной мере удовлетворяет условиям только роторного бурения, но в этом случае, как известно, более сложной становится проблема управления траекторией бокового ствола.

В связи с тем, что гидравлическая мощность насосных агрегатов отечественных передвижных установок удовлетворяет условиям бурения боковых стволов только при использовании в качестве промывочной жидкости технической воды, при вскрытии продуктивного горизонта необходимость перехода на более вязкие (с резко возрастающими гидравлическими сопротивлениями) промывочные жидкости будет связана со снижением скоростей бурения.

В пятой главе изложены научно-методические основы и результаты разработки технологий крепления скважин с боковыми стволами.

Одна из разработанных и реализованных схем крепления боковых стволов Ø123,8, обсаживаемая 102-мм хвостовиками, показана на рис. 9. Представленная схема предусматривает возможность использования:

- разьединителей для продольного расхаживания хвостовика;
- пакера межколонного для предотвращения усадки цемента, нарушения герметичности между основным стволом и хвостовиком при наличии опасности прорыва пластовых вод;
- якорей для подвески хвостовиков и ряда других устройств.

Также для проектирования и реализации оптимального режима цементирования колонн-хвостовиков нами разработана графоаналитическая методика расчета основных гидравлических параметров процесса.

Ввиду малых величин кольцевых зазоров между стенкой скважин и колоннами (11-20 мм без учета глинистой корки) и значительной кривизны ствола большое значение в креплении БС приобретает управление реологическими свойствами растворов и гидравлическими параметрами потока в заколонном пространстве.

Исследования отечественных и зарубежных специалистов показывают, что максимальное замещение глинистого раствора тампонажным в заколонном пространстве происходит при турбулентном режиме его течения и использовании буферных жидкостей. Расчет условий возникновения турбулентного режима течения последних в работе основаны на использовании их основных реологических параметров ($\tau_{o\text{ }mp}$ и $\dot{\eta}_{mp}^*$) и размеров гидравлических каналов в отличие от рекомендованных в справочниках упрощенной методик, где $\tau_{o\text{ }mp}$ и $\dot{\eta}_{mp}^*$ — предельное динамическое напряжение и пластическая вязкость тампонажного раствора, соответственно.

Значения напряжения сдвига бурового раствора ($\tau_{обр}$) также должно быть минимальным для обеспечения вытеснения участка замещения его эксцентрично расположенной колонной при малом кольцевом зазоре. Показано, что для этого необходимо уменьшить $\tau_{отр}$ и $\tau_{обр}$ в 2-3 раза.

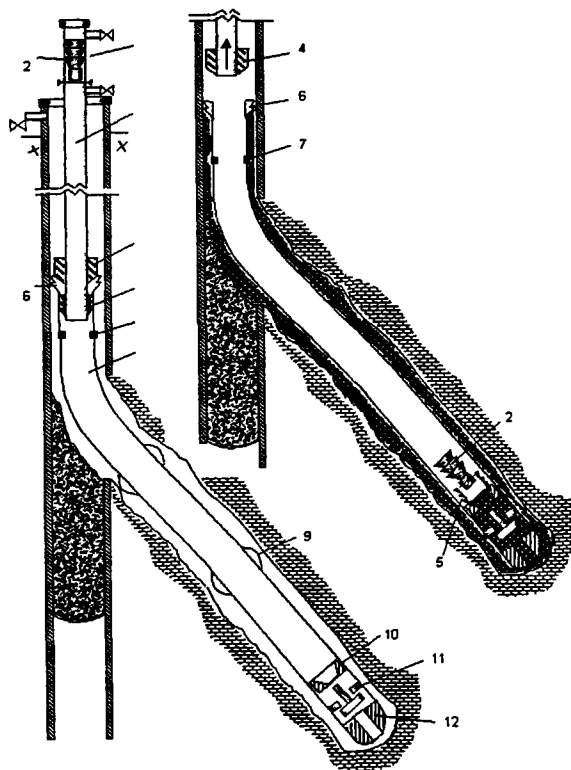


Рис. 9 Компоновка колонны-хвостовика, подготовленная к цементированию

- 1 - цементирующая головка к трубам подвески (инструмента, на котором спускается хвостовик); 2 - продавочная пробка (верхняя часть секционной пробки), заправленная в головку; 3 - трубы заливные с равнопроходным сечением; 4 - разъединитель колонны, с подвесной частью секционной продавочной пробки - 5; 6 - якорь; 7 - пакер-отсекатель заколонного пространства; 8 - хвостовик; 9 - центраторы; 10 - кольцо "стоп"; 11 - обратный клапан; 12 - башмак

Одним из перспективных путей повышения надежности разобщения пластов при цементировании колонн в условиях малых кольцевых зазоров является местное расширение бокового ствола в промежутке между водонесными и нефтеносными пластами. Этим достигается:

- гарантированное формирование цементного кольца по всему периметру поперечного сечения системы колонна-скважина;
- уменьшение или исключение формирования зоны заземления бурового раствора эксцентрично расположенной колонной.

При этом важно определить максимально допустимый диаметр расширения ствола.

В случае эксцентричного размещения рассматриваемого участка эксплуатационной колонны на наклонной или горизонтальной части ствола полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором для вязкопластичных жидкостей (к которым относятся цементные и буровые растворы) обеспечивается при определенной минимальной скорости закачки жидкости в скважину.

В шестой главе представлены результаты исследований по выбору основных методов и способов освоения боковых стволов скважин, в первую очередь, свабированием, позволяющие учитывать условия первичного вскрытия продуктивного пласта бурением и основные реологические параметры пластового флюида. В зависимости от характеристики продуктивного коллектора, интенсивности загрязнения его, физического состояния скважины и ряда других факторов основные методы освоения по интенсивности воздействия на кольматирующий слой (твердые частицы) или фильтрат промывочной жидкости, закупоривший поровые каналы пласта, разделены на четыре группы, которые приведены в порядке возрастания эффективности:

- освоение с созданием квази- или статической депрессии на пласт, например, свабом на кабеле или колонне НКТ;
- освоение с понижением давления на пласт с помощью одного или серии гидроударов (имплозии), например, вибросвабом;
- сочетание статической депрессии с дополнительной обработкой ПЗП гидродинамическими волнами (ГДВ), излучаемыми забойными гидрорегенераторами (ГДГ) и распространяющимися по поровым каналам продуктивного коллектора (волновая обработка при невысокой депрессии на пласт);
- квази- или статическая депрессия на пласт в комбинации с предварительной или периодической обработкой ПЗП с помощью распространяющихся, преимущественно, по скелету породы (и на большую глубину, чем ГДВ) акустических волн (АВ), излучаемых гидроакустическим генератором (ГАГ) или какими-либо другими механическими ударниками.

Показано, что в низкопроницаемых коллекторах при понижении давления на пласт на величину P_{cm} сила, действующая на частицу или жидкость, закупорившие один канал диаметром d порового коллектора и равная $F = P \pi d^2 / 4$, из-за малости диаметра d при технологически допустимой предельной депрессии P_{cm} может оказаться недостаточной. Кроме того, при превышении предельно допустимой величины P_{cm} может произойти полное или частичное смыкание коллектора в ПЗП под действием горного давления, сопровождаемое в последнем случае увеличением сил сцепления загрязняющих частиц или жидкости со стенками поровых каналов. В этих случаях целесообразна дополнительная виброобработка ПЗП или пенной системой. Вибрация обеспечивает снижение сил трения о стенки поровых каналов фильтрата промывочной жидкости или коагулирующих частиц, и они будут перемещаться по поровым каналам уже при небольшой величине статического перепада давления. Но при виброобработке проблемой остается транспортирование волнового поля в ПЗП с минимальными потерями энергии на демпфирование.

По результатам теоретических исследований определены требуемые (в зависимости от характеристики и физического состояния продуктивного коллектора) и предельно допустимые (с учетом конструкции скважины и условий залегания пласта) величины статической депрессии, частоты и интенсивности дополнительно используемого волнового поля. Соответственно этому, получающее в последние годы все более широкое распространение в нефтепромысловой практике освоение свабированием, отличающееся сочетанием эффективности очистки ПЗП с высокой технологичностью (легкостью управления скоростью изменения депрессии на продуктивный коллектор) и относительной дешевизной процесса с отсутствием дополнительной нагрузки на пласт от гидравлических потерь или давления на коллектор при закачивании жидкости или газа в скважину, рекомендуется разделить на три группы:

1. Свабирование неосложненных скважин (на ранних стадиях разработки месторождений с градиентом пластового давления свыше 1,1...1,2, с проницаемостью коллектора свыше 0,015...0,050 мкм и др.).
2. Свабирование осложненных скважин (в неблагоприятных геологических условиях, глубоких, горизонтальных и др.).
3. Вибросвабирование (малопроницаемых коллекторов, при сильной закольматированности стенок скважины, при глубоком проникновении фильтрата в ПЗП и др.).

Свабирование осложненных скважин с использованием более интенсивных методов воздействия на ПЗП осуществляется для освоения в слабопроницаемых коллекторах, при низких пластовых давлениях, глубоком (свыше 2...4 м) проникновении фильтрата промывочной жидкости в продуктивный коллектор, сильной закольматированности стенок ствола,

опасности возникновения заколонных перетоков и в ряде других случаев. Ряд способов свабирования скважин представлен на рис. 10.

Минимально необходимая для освоения скважин свабированием или другими методами депрессия на пласт определена в работе, исходя из дифференциального уравнения движения плоскорадиального стационарного фильтрационного потока жидкости в пористой среде. Полученное решение для определения минимально необходимой величины депрессии на пласт ΔP , соответствующей эффективному освоению скважины с учетом реологических параметров пластового флюида и фильтрата промывочной жидкости, имеет вид

$$\Delta P = \left(\frac{\mu}{k} \frac{\varphi Q}{2\pi h} + (162 \dots 180) \cdot 10^{-4} \cdot \tau_o \cdot k^{-0.5} R_{нпн} \right) \ln \frac{R_{нпн}}{R_{скв}}, \quad (10)$$

Здесь $R_{нпн}$ – радиус проникновения фильтрата в прискважинную зону пласта (ПЗП);

$\mu = \eta\rho$ и η – соответственно, динамическая и пластическая (для неньютоновских жидкостей) или кинематическая (для фильтрата промывочной жидкости, соответствующего ньютоновским жидкостям, $\eta \equiv \nu$) вязкости;

k – проницаемость коллектора;

ρ – плотность нефти (при $r > R_{нпн}$) или проникшего в пласт (при $r < R_{нпн}$) фильтрата промывочной жидкости;

$\frac{\varphi Q}{2\pi R_{нпн} h} = v(R_{нпн})$ – скорость потока в ПЗП;

h – толщина пласта;

$(162 \dots 180) \cdot 10^{-4} \cdot \tau_o \cdot k^{-0.5} = G$ – начальный градиент давления, соответствующий началу движения (страгиванию) жидкости в коллекторе проницаемостью k ;

τ_o – предельное динамическое напряжение сдвига жидкости;

$\varphi \leq 1$ – коэффициент снижения (или восстановления в процессе освоения) естественной проницаемости ПЗП фильтратом промывочной жидкости или жидкости глушения;

Q – ожидаемый дебит скважины.

Формула (10) в отличие от известных учитывает не только вязкость фильтрата и добываемой из скважины нефти, но и динамическое напряжение сдвига τ_o .

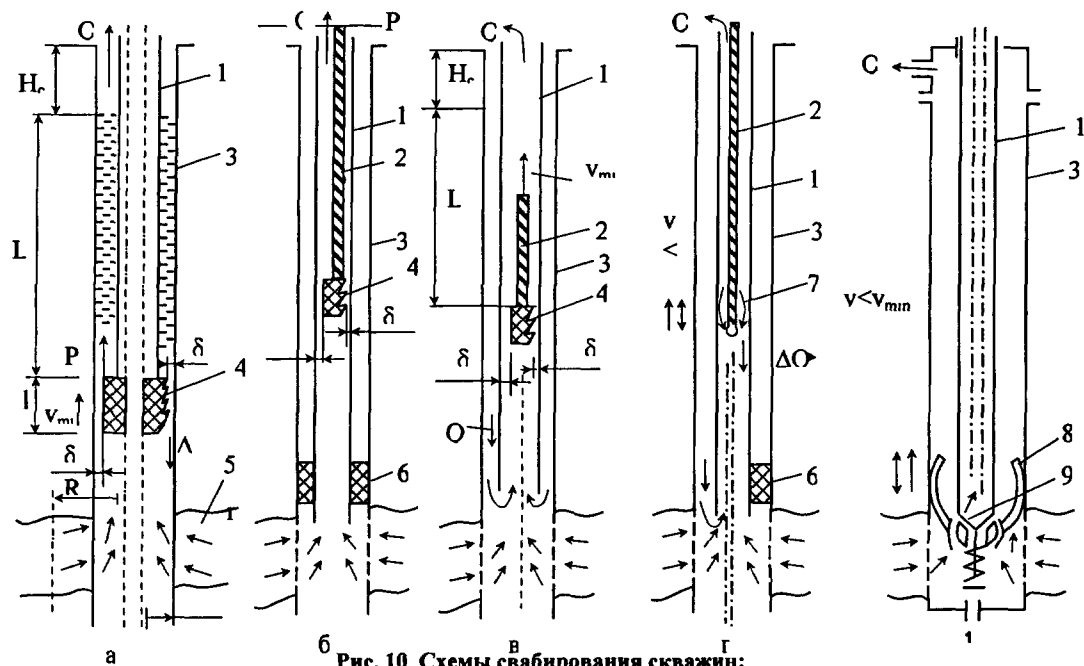


Рис. 10 Схемы свабирования скважин:

- а) в эксплуатационной колонне щелевым (гладким или лабиринтным) или складывающимся при спуске свабом;
 б) в запакерванной колонне НКТ; в) в колонне НКТ без пакера; г) в колонне НКТ складывающимся свабом, с пакером или без пакера; д) в обсадной колонне с импульсным предварительным заполнением НКТ.
 1 – НКТ; 2 – канат (кабель); 3 – обсадная колонна; 4 – сваб (щелевой, манжетный,...); 5 – пласт; 6 – пакер;
 7, 8 – сваб складывающийся при спуске; 9 – клапан.

В табл. 7 и на рис.11 представлены зависимости требуемой для освоения скважины величины депрессии на нефтяной пласт (толщиной 16 м, проницаемостью продуктивного коллектора $k = 10 \text{ мД} = 10^{-14} \text{ м}^2$, при радиусе зоны проникновения фильтрата в пласт $R_{\text{пл}} = 1,5 \text{ м}$, скорости подъема сваба при освоении $V = 2 \text{ м/с}$, т.е. при $Q_{\text{сваба}} = 0,0302 \text{ м}^3/\text{с}$ - в НКТ 73 x 5,5) от ожидаемого дебита скважин и реологических параметров пластового флюида. Из приведенных кривых видно, что при превышении допустимой величины депрессии, например, предельной глубины спуска сваба в скважину под статический уровень жидкости (в настоящем разделе не рассматривается) необходимо для полного восстановления естественной проницаемости прискважинной зоны пласта дополнительное использование гидродинамической, виброударной, пено-кислотной или других видов дополнительной обработки ПЗП. В противном случае, после освоения величина $\varphi < 1$ и дебит скважины становится пониженным по сравнению с потенциально возможным. Результаты опытно промышленного освоения скважин с определением по разработанной методике величины депрессии на пласт представлены в табл. 8.

Таблица 7

**Величины депрессии на пласт ΔP , МПа,
необходимые для освоения скважин**

Параметры	ΔP , МПа (при $\varphi = 1$ и $Q = \dots$)				
Q , м ³ /сутки	3	6	12	24	36
$\mu = 2,0 \text{ мПа} \cdot \text{с};$ $\tau_o = 0,1 \text{ Па}$	0,25	0,43	0,79	1,51	2,24
$\mu = 6,0 \text{ мПа} \cdot \text{с};$ $\tau_o = 1,0 \text{ Па}$	1,22	1,75	2,84	5,01	7,18
$\mu = 18,0 \text{ мПа} \cdot \text{с};$ $\tau_o = 10,0 \text{ Па}$	8,33	9,94	13,25	19,71	26,22

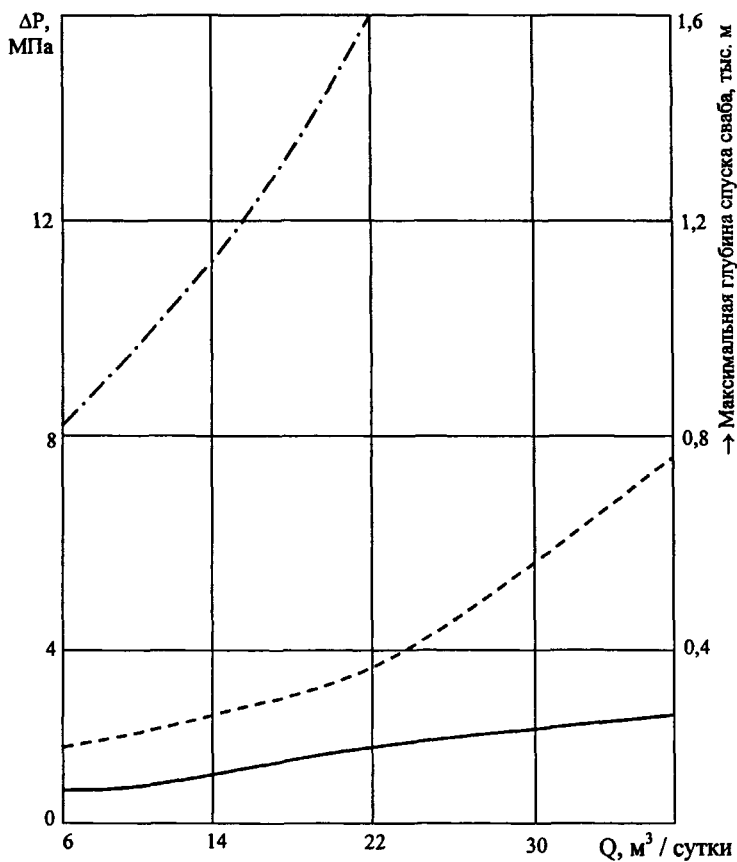


Рис. 11 Зависимость требуемого давления депрессии и глубины спуска свабы (при $\rho = 1$) от ожидаемого дебита скважины (при $k = 10^{-14} \text{ м}^2$ и $\phi = 1$) и реологических параметров пластового флюида.
 — $\mu = 2$; $\tau_0 = 0,1$; - - - - $\mu = 6$; $\tau_0 = 1,0$; — · — · $\mu = 6 \text{ МПа}\cdot\text{с}$; $\tau_0 = 10,0 \text{ Па}$

Таблица 8

Результаты опытно-промышленного освоения скважин*

Номер скважины, площадь	Способ освоения	Продуктивный горизонт	Зона перфорации, м	$t_{осв}$, час	Результат	Примечания
1	2	3	4	5	6	7
4292 Туймазинской пл.	Сваби- рование без пакера	Д ₁	1740...17 43	22	$V_{изв} = 12 \text{ м}^3 (\rho=1,17) + 1 \text{ м}^3$ нефти; ВНР-625 м при $H = 119$ м; $Q = 21 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 840$ м (50% нефти)	10 отв.- ПК-105
240Г Мустафинской пл.	Проду- вка пенной систе- мой	Кизе- ловский	1240...13 00		$V_{изв} = 21,2 \text{ м}^3 (\rho=1,06) + 7$ м^3 нефти; ВНР-1026 м при $H = 464$ м; $Q = 10,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 665$ м	Откры- тый ствол
2466С Туймазин- ской пл.	Сваби- рова- ние с паке- ром	Д ₁	1665... 1665,5	22	ВНР-720 м при $H = 315$ м; $Q = 9,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 604$ м (80% нефти); с глубины 1700 м - $\rho = 1,18$	
2837С Туймазин- ской пл.	Проду- вка	Д ₁	1801,4... 1801,6	33	$V_{изв} = 34 \text{ м}^3 (\rho=1,08) + 0,14$ м^3 нефти; ВНР -180 м при $H = 42$ м; $Q = 54,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 322$ м (8 % нефти) с глубины 1700 м - $\rho=1,08$	4 отв. труб- ный гидро- перфо- ратор
729 – С Туймазин- ской пл.	Сваби- рова- ние с паке- ром	Д ₁	1710,0... 1710,5	33	$V_{изв} = 19,5 \text{ м}^3 (\rho=1,17) +$ $10,5 \text{ м}^3$ нефти; ВНР-825 м при $H = 73$ м; с глубины 1100 м - $\rho =$ 1,17	5 отв.- ПРК-42
345 Ардатовской пл.	Проду- вка	Фаме- нский ярус	1385...13 99	22	$V_{изв} = 16 \text{ м}^3 (\rho=1,14) + 1,8$ м^3 нефти; ВНР-930 м при $H = 369$ м; $Q = 10,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 734$ м (78% нефти); с глубины 1090 м - $\rho=1,14$	Откры- тый ствол
195 Ардатовской пл.	Сваби- рова- ние с паке- ром	Фаме- нский ярус	1498... 1503,6	33	$V_{изв} = 38,4 \text{ м}^3 (\rho=1,17) + 1,2$ м^3 нефти; ВНР-375 м при $H =$ 276 м; $Q = 28 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 570$ м (23% нефти) с глубины 1500 м - $\rho=1,17$	Откры- тый ствол
750С Туймазин- ской пл.	Проду- вка	Д ₄	1789... 1789,5		$V_{изв} = 15 \text{ м}^3 (\rho=1,09)$; $Q = 88 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 670$ м (100% нефти); $P_{затр} = 2,5 \text{ МПа}$; $P_y = 2,7 \text{ МПа}$	5 отв.- ПРК-42

Продолжение табл. 8

1	2	3	4	5	6	7
371С Туймазин- ской пл.	Сваби- рова-ние с паке- ром	Д ₁	1776...17 78	22	$V_{изв} = 23,85 \text{ м}^3 (\rho=1,18) + 3,65 \text{ м}^3 \text{ нефти}$; ВНР-1275 м при $H = 647 \text{ м}$; $Q = 36 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 1140 \text{ м}$ (85% нефти); с глубины 1430 м - $\rho = 1,17$	20 отв.- ПРК-42
1314С Туймазин- ской пл.	Про- дувка	Д ₂	1833... 1833,5	44	$V_{изв} = 44,15 \text{ м}^3 (\rho=1,11) + 0,85 \text{ м}^3 \text{ нефти}$; ВНР-202 м при $H = 153 \text{ м}$; $Q = 77 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H = 885 \text{ м}$ (10% нефти); с глубины 1250 м - $\rho = 1,11$	5 отв.- ПРК-42
4269 Туймазин- ской пл.	Сваби- рова-ние с паке- ром	Д ₂	1747... 1748,8	22	$V_{изв} = 15,5 \text{ м}^3 (\rho=1,15) + 1 \text{ м}^3 \text{ нефти}$; ВНР-1162 м при $H = 900 \text{ м}$; (90% нефти) с глубины 1200 м - $\rho = 1,15$	10 отв.- СП-112

Примечания.

1. Предельная глубина спуска свабы в НКТ 73х5,5 – 1050 м (Фаменский ярус; Кизеловский гор.); - 1500 м (Девон). 1 спуск под уровень – 200...400 м. Скорость спуска и подъема – 2 м/с.
2. $V_{изв}$ – объем извлеченного из скважины раствора (жидкости глушения и фильтрата) и нефти, м^3 ; ρ – плотность раствора, $\text{кг}/\text{см}^3$; ВНР – водонефтяной раздел; H – уровень статический или динамический, м; Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сутки}$; $t_{осв}$ – время освоения скважины; $P_{затр}$ и P_y – давления, соответственно, в затрубном пространстве и в НКТ – на устье скважины.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Выполнен анализ и обобщение результатов бурения боковых стволов скважин в регионах Урало-Поволжья и Западной Сибири, показавший высокую эффективность, быструю окупаемость затрат, несмотря на несовершенство их строительства.

2. Созданы и в массовых масштабах внедрены в производство на месторождениях Урало-Поволжья технические средства, технологии и методики расчетов фрезерования окон в эксплуатационных колоннах скважин и выхода бурильного инструмента из стволов с помощью цементных мостов высокой прочности.

3. Получены теоретические и экспериментальные зависимости для расчетов потерь осевых нагрузок на трение при бурении боковых стволов различного профиля, гидравлических сопротивлений в скважинах с уче-

том утечек жидкости через резьбовые соединения колонн, а также параметров набора кривизны в зоне их забуривания.

4. Разработаны технологии и технические средства цементирования эксплуатационных колонн-хвостовиков боковых стволов, а также методика расчета гидравлических параметров крепления с учетом эксцентриситета и реологических характеристик жидкостей. Предложен и испытан способ цементирования с расхаживанием колонн-хвостовиков в стволах с зенитным углом в зоне продуктивного горизонта $40...90^\circ$ с использованием центраторов пониженной жесткости и пластификаторов растворов.

5. Впервые в нефтепромысловой практике разработан метод повышения качества герметизации кольцевого пространства за эксплуатационной колонной в зоне продуктивного горизонта с помощью локального расширения ствола скважины длиной $6...8$ м. Определены максимальные диаметры участков расширения ствола и разработана методика расчета условий создания монолитного цементного кольца в этом интервале.

6. Исследовано влияние вязкости и предельного динамического напряжения сдвига нефти и фильтрата промывочной жидкости, интенсивности загрязнения прискважинной зоны пласта в процессе вскрытия его бурением или при глушении, а также других факторов на степень восстановления естественной проницаемости ПЗП в процессе освоения скважин сваби́рованием. Результаты исследований использованы при сваби́ровании скважин на ряде месторождений Башкортостана и Нижневартовска.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

Монографии

1. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. - М.: Недра, 2002. - 255 с.

2. Габдрахманов Н.Х., Валеев М.Д., Рамазанов Г.С., Уразаков К.Р., Гилязов Р.М. Строительство и эксплуатация нефтяных скважин с боковыми стволами.-Уфа, 2001. -254 с.

3. Андресон Б.А., Гилязов Р.М. Буровые растворы на полигликолевой основе для бурения и заканчивания скважин. – Уфа, 2001. - 88 с.

4. Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С., Янтурин Р.А. Технология строительства скважин с боковыми стволами. – Уфа: Монография. - 2002.- 288с.

Авторские свидетельства и патенты

1. А.с. РФ № 1514900. Буровое долото /Гилязов Р.М., Степанов Р., Султанов Б.З. Лягов А. В. и др. – БИ № 38 от 15. 10.1989

2. А.с. РФ № 1680952. Муфта ступенчатого цементированья обсадных колонн /Гилязов Р.М., Гафаров Г. В. Рамазанов Г.С. - БИ № 36 от 30.09.1991

3. А.с. РФ № 1756539. Устройство для комбинированного цементированья обсадной колонны /Гилязов Р.М., Зиганшин А.Ш. Рамазанов Г.С. Гафаров Г. В. - БИ № 3 1 от 23. 08. 1992

4. Патент РФ № 2083803. Способ цементированья обсадных колонн в поглощающей скважине / Гилязов Р.М., Гафаров Г.В. Зиганшин А.Ш. Рамазанов Г.С. - БИ № 19 от 10.07. 1997

5. Патент РФ № 2119573. Отклонитель клиновой заливаемый / Гилязов Р.М., Нуруллин А.Н. Рамазанов Г.С. Зиганшин А.Ш. - БИ № 27 от 1998

6. Патент РФ № 2109921. Способ резки бокового ствола в обсаженной колонной скважине /Гилязов Р.М., Ризванов Н.М. Рамазанов Г.С. Гибадуллин Н.З. и др. - БИ № 12, 1998

7. Патент РФ № 2109122. Способ ориентированной сборки рабочих органов винтового забойного двигателя / Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С. Безлепкин Н.П. Зиганшин А.Ш. - БИ № 12, 1998

8. Патент РФ № 2110665. Устройство для вырезания участка колонны труб в скважине /Гилязов Р.М., Зиганшин А.Ш. Гафаров Г. В. Хайруллин В.Ф. - БИ № 13, 1998

9. Патент РФ № 2106474. Устройство для изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине / Гилязов Р.М., Гафаров Г. В. Рамазанов Г. С. Зиганшин А.Ш. - БИ № 7 от 10.03.1998

10. Патент РФ № 2133822 Перфоратор гидромеханический /Гилязов Р.М., Рамазанов Г. С. Зиганшин А.Ш. Иванов Н.И. - БИ № 21 от 27.07. 1999

11. Патент РФ № 2136834 Шпиндель-отклонитель /Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С. Зиганшин А.Ш. Безлепкин Н.П. - БИ № 25 от 10.09.1999

12. Патент № 2155858 Способ ликвидации поглощений при ремонтно-изоляционных работах в скважине (варианты) РД-39-00147275-057-2000 /Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С. Хайруллин В.Ф. Валеев М.Д. Уразаков К.Р. - Бюл. № 25 от 10.09.2000 г.

13. Патент РФ № 2162874 Буровой раствор /Гилязов Р.М., Андресон Б.А. Бочкарев Г.П. Рамазанов Г.С.

14. Патент РФ № 98123856 Пакер-муфта для ступенчатого и манжетного цементированья скважин /Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С. - БИ № 27 27.09.2000 Сунагатуллин А.Г. Хайруллин В.Ф. Гафаров Г. В. Зиганшин А.Ш. Нуруллин А.Н.

15. Патент РФ № 2171359 БИ № 21 от 27.07.2001 Способ заканчивания горизонтальной скважины /Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш. Клявин Р.М. Гибадуллин Н.З. Асфандияров Р. Т. Овцын И.О.

16. Патент РФ № 2179568. Безглинистый буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов /Гилязов Р.М., Андресон Б. А. Бочкарев Г. П. Кузнецов В. А. Мурзагулов Г. Г. Бабушкин А. Б. Махмутов Д.З. Дильмиев М.Р. - БИ № 5 20.02.2002

17. Патент РФ № 2182637 Способ бурения дополнительного ствола скважины /Гилязов Р.М., Зинатуллин А.С. Самигуллин В.Х. Козлов Ю.А. Фатхлисламов А.С. – БИ № 15, 14.11.2000.

18. Патент РФ № 2182958. Устройство для разобщения пластов /Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш. Клявин Р.М. Гибадуллин Н.З. Асфандияров Р.Т. Алексеев В. А Овцын И.О. – БИ № 15, 28.08.2000.

19. Патент РФ № 2184210. Устройство для селективной изоляции пластов и механизм для соединения модулей этого устройства. / Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш. Гибадуллин Н.З. Асфандияров Р.Т Рамазанов Г.. Денисов В.М. – БИ № 18, 06.06.2000.

20. Патент РФ № 2187622. Способ изоляции пластов /Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш. Гибадуллин Н.З. Попов А.М. Хайруллин В.Ф. – БИ № 23, 20.08.2002.

21. Патент РФ № 2187622. Способ эксплуатации обводненной нефтяной скважины. / Гилязов Р.М., Уразаков К.Р. Валеев М.Д. Рамазанов Г. С. Анушкина С.М. – БИ № 27, 27.09.2002.

22. Патент РФ № Установка для измерения продукции скважины. /Гилязов Р.М., Юсупов Х.З.

23. Патент РФ № Турбосепаратор /Гилязов Р.М., Юсупов Х.З. Бакиев Т. А.

24. Патент РФ № 2186203 Способ эксплуатации скважин /Гилязов Р.М., Калмыков И.И. Нугаев Р. Я. Гумеров А. Г. Росляков А. В. Гибадуллин Н.З. и др. - БИ.№ 21, 27.07.2002

25. Патент РФ № 2201493.Вырезающее устройство /Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С., Хайруллин Ф.Ф., Сунагатуллин А. Г., Безленкин Н.П. - БИ № 22, 10.08.2002.

26. Патент РФ. Муфта ступенчатого цементирования равнопроходная /Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С., Янтурин А.Ш. и др.

27. Патент РФ № 2186937. Изоляционный материал-гидрозатвор /Гилязов Р.М., Калмыков Г. И. Нугаев Р.Я. Гумеров А. Г. Гибадуллин Н.З. Сайфуллин Н.Р. и др. – БИ. № 22, 10.08.02

Научные статьи

1. Гилязов Р.М., Степанов Р. В. Промысловые испытания долот с центральной блуждающей промывкой. Межвузовский тематический сборник научных трудов. - Уфа. - 1990. – С. 13-17.

2. Гилязов Р.М., Рамазанов Г.С., Гафаров Г.В. Устройство комбини-

рованного цементирования обсадных колонн //Нефтяное хозяйство.- 1992. - № 4. - С. 19-20.

3. РД 39-00147276-025-95 Руководство по бурению горизонтальных скважин. Гилязов Р.М., Самигуллин В.Х., Кагарманов Н.Ф., Давлетбаев М.Г. и др. -Уфа: Башнипинефть, 1995. - С. 28.

4. Гилязов Р.М., Кагарманов Н.Ф., Шайнуров Р.С., Ризванов Н.М. и др. Технология бурения боковых горизонтальных стволов из обсаженных скважин //НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». - 1996. - № 4. - С. 3-6.

5. РД 39-00147275-028-96 Временное руководство по технологии бурения боковых стволов из обсаженных скважин. Гилязов Р.М., Шайнуров Р.С., Кагарманов Н.Ф., Давлетбаев М.Г. и др. -Уфа: Башнипинефть, 1996. - С. 14.

6. Гилязов Р.М., Самигуллин В.Х., Кагарманов Н.Ф., Шайнуров Р.С. и др. Вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами. Межвузовский тематический сборник научных трудов. -Уфа. Изд-во УГНТУ.- 1996. - С. 66-67.

7. Гилязов Р.М., Кагарманов Н.Ф. Опыт вторичного вскрытия пластов в Туймазинском УБР. Межвузовский тематический сборник научных трудов. - Уфа. Изд-во УГНТУ. - 1996. - С. 14-18

8. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Юмашев Р.Х., Самигуллин В.Х. Опыт строительства скважин с горизонтальным участком ствола. Второй международный семинар «Горизонтальные скважины».- ГАНГ.- Москва. - 1997. - С. 32-33.

9. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Андресон Б.А., Гареева Т.Б. Пути повышения эффективности заканчивания скважин боковыми стволами. - Уфа. - 2003. - С. 223-227.

10. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Самигуллин В.Х., Юмашев Р.Х. Опыт строительства горизонтальных скважин на месторождениях АНК «Башнефть» //НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».- М.: ВНИИОЭНГ. - 1998. - № 3-4. - С. 11-12.

11. Гилязов Р.М., Проблемы бурения дополнительных стволов на месторождениях Башкортостана. //Тр. /Башнипинефть. - Уфа, 1998. - С. 88-90.

12. Гилязов Р.М., Самигуллин В.Х., Шайнуров Р.С., Юмашев Р.Х. Анализ состояния строительства БС в АНК «Башнефть». Научно-практическая конференция «Решение проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана посвящена добыче 1,5 млрд. т. нефти». - 1998. - С. 90-91.

13. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.М., Клявин Р.М. и др. Технология и опыт заканчивания горизонтальных скважин и скважин с БС на месторо-

ждениях Башкортостана //Научн.-практ. конф. «Решение проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана», 1998. - С. 92-94.

14. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Клявин Р.М. и др. Разработка и внедрение новых технологий крепления скважин для повышения продуктивности и надежности разобщения нефтеводоносных пластов //Научн.-практ. конф. «Решение проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана», 1998. - С. 94-97.

15. Гилязов Р.М., Уразаков К.Р., Рамазанов Г.С., Кутдусова З.Р. Опыт эксплуатации скважин боковыми направленными стволами на промыслах АНК «Башнефть» //Научн.-практ. конф. «Решение проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана», 1998. - С. 106-107.

16. РДЗ9-00 147275-057-2000 Методическое руководство по проектированию, строительству и эксплуатации дополнительных (боковых) стволов скважин. - Гилязов Р.М., Уразаков К.Р., Валуйскова Т.Н. - Уфа: Башнипинефть, 2000. - 47 с.

17. Гилязов Р.М., Андресон Б. А., Бочкарев Г.П., Кузнецов В. А. Бутовые растворы для бурения дополнительных стволов скважин //Тр. Башнипинефти. - Уфа, 2000. - Вып. 103 - С. 142-148.

18. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Янтурин А.Ш. Определение допустимой величины депрессии на пласт при освоении скважин пластоиспытателем с хвостовиком //Тр. Башнипинефти. - Уфа, 2000. - Вып. 103. - С. 169-174.

19. Гилязов Р.М., Янтурин А.Ш., Гибадуллин Н.З. Исследование устойчивости КНБК к изменению горно-технологических условий проводки слабонаклонных скважин //Тр. Башнипинефти. - Уфа, 2000. - Вып. 103. - С. 174-184.

20. Гилязов Р.М., Михайлов А.Н., Самигуллин В.Х. Пути совершенствования райберов-фрезеров для резки боковых стволов в эксплуатационных скважинах //Тр. Башнипинефти. - Уфа, 2000. - Вып. 103. - С. 202-205.

21. Гилязов Р.М., Клявин Р.М., Асфандияров Р. Г. и др. Опыт крепления горизонтальных скважин без цементирования эксплуатационного объекта в АНК «Башнефть» //Тр. Башнипинефти. - Уфа, 2000. - Вып. 103. - С. 205-209.

22. Гилязов Р.М., Бочкарев Г.П., Андресон Б.А., Некоторые перспективные направления применения пластмассовых микросфер при строительстве горизонтальных скважин //Тр. Башнипинефти. - Уфа, 2000. - Вып. 103. - С. 214-220.

23. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Гибадуллин Н.З. Новые направления создания прогрессивных технологий разобщения пластов с использованием структурированных тампонажных систем //Второй Междуна-

родный симпозиум "Наука и технология углеводородных дисперсных систем". – Уфа, 2000. – С.53-55.

24. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Гибадуллин Н.З. и др. Щадящие технологии заканчивания скважин, предупреждающие кольматацию нефтеносных коллекторов //Второй Международный симпозиум "Наука и технология углеводородных дисперсных систем". – Уфа, 2000. – С. 55-57.

25. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Гибадуллин Н.З., Клявин Р.М., Асфандияров Р. Г., Дворецкая И.В. Тампонажные растворы для осложненных условий крепления скважин //Второй Международный симпозиум «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». – Уфа, 2000. – С.57-59.

26. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Асфандияров Р. Т., Алексеев В. А., Дворецкая И. В., Юмашев Р.Х. Состояние и пути совершенствования технологий заканчивания скважин с боковыми стволами //Тр. Башнипинефти. – Уфа, 2000. – Вып. 100. – С. 162-170.

27. Гилязов Р.М., Андресон Б. А., Фатхутдинов И.Х. и др. Разработка и применение комплексно-ингибированного бурового раствора для бурения глубоких скважин в сложных условиях //Тр. Башнипинефти. – Уфа, 2000. – Вып. 100. – С. 174-190.

28. Гилязов Р.М., Лозин Е.В, Масагутов Р.Х.. Роль отраслевой науки в изучении геологического строения и нефтеносности Башкортостана "Геологическая служба и горное дело Башкортостана на рубеже веков" //Материалы Республиканской научно-практической конференции, Уфа, 2000. – С. 104-110.

29. Гилязов Р.М., Самигуллин В. К., Юмашев Р.Х., Гибадуллин Н.З. Совершенствование технологии строительства многозабойных горизонтальных скважин //3-й Международный семинар "Горизонтальные скважины". – М.: ГАНГ. – 2000. – С. 39-40.

30. Гилязов Р.М., Андресон Б. А., Мурзагулов Г. Г., Кузнецов В. А. Полисахаридный полиэтиленгликолевый гидрофобизирующий буровой раствор для бурения горизонтальных скважин //3-й Международный семинар "Горизонтальные скважины". – М.: ГАНГ. – 2000. –С. 78-79/

31. Гилязов Р.М., Уразаков К.Р Опыт эксплуатации горизонтальных скважин в АНК "Башнефть" //3-й Международный семинар "Горизонтальные скважины". – М.: ГАНГ. – 2000.- С. 102-103.

32. Гилязов Р.М., Рамазанов Г. С., Самигуллин В.Х., Фарухшин Ф.Р. Расширение областей применения боковых стволов //Бурение. – 2001.- № 2. – С. 18- 19.

33. Гилязов Р.М., Янтурин А.Ш., Гибадуллин Н.З., Рамазанов Г. С. Выбор схемы и геометрических параметров локального или сплошного расширения боковых ответвлений стволов скважин //Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 88-90.

34. Гилязов Р.М., Рахимкуллов Р.Ш. Технология заканчивания скважин с селективным креплением эксплуатационных колонн //Бурение. – 2001. - № 5. - С. 10-14.

35. Гилязов Р.М., Сайфуллин Н.Р. Стратегия АНК "Башнефть" в вопросах развития, внедрения энергоресурсосберегающих технологий и техники в нефтедобыче //III Конгресс нефтегазопромышленников России. - Тезисы. - Уфа. - 2001. - С. 7-8.

36. Гилязов Р.М., Асфандияров Р. Т., Клявин Р.М., Овцын И.О., Гибадуллин Н.З. Современная технология крепления горизонтальных и наклонно направленных скважин в осложненных геолого-технических условиях в АНК " Башнефть" //III Конгресс нефтегазопромышленников России. - Тезисы. - Уфа. - 2001. - С. 23-24.

37. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Самигуллин В.Х. Восстановление бездействующего и малодобитного фонда скважин путем бурения дополнительных стволов //III Конгресс нефтегазопромышленников России.- Тезисы. - Уфа. - 2001. - С. 25-26.

38. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Янтурин Р. А. Проблемы кольматации верхнего водоохранного комплекса и низкопроницаемых коллекторов нефти //III Конгресс нефтегазопромышленников России. – Тезисы. – Уфа. - 2001. - С. 40-42.

39. Гилязов Р.М., Янтурин Р.А. Исследование влияния импульсной кольматации на качество изоляции пластов //III Конгресс нефтегазопромышленников России. – Тезисы. – Уфа. - 2001. – С. 42-43.

40. Гилязов Р.М., Янтурин Р.А. Анализ типовых ошибок по загрязнению низкопроницаемых коллекторов при бурении, цементировании и глушении скважин //III Конгресс нефтегазопромышленников России. – Тезисы. – Уфа. - 2001. – С. 43-44.

41. Гилязов Р.М., Андресон Б.А., Мурзагулов Г.Г., Кузнецов В. А. Буровые растворы на полиэтиленгликолевой основе для бурения горизонтальных скважин (ГС) //V Международный симпозиум по бурению скважин в осложненных условиях. – Тезисы докл. – С.-П., 2001. - С. 29-30.

42. Гилязов Р.М., Кузнецов В. А., Бочкарев Г. П., Андресон Б.А. Физико-химический метод изоляции зон осложненной при бурении скважин на основе флуоретановых предполимеров //V Международный симпозиум по бурению скважин в осложненных условиях. . – Тезисы докл. – С.-П., 2001. - С. 39-40.

43. Гилязов Р.М., Кузнецов В. А., Бочкарев Г.П., Андресон Б.А. Пути совершенствования техники и технологии строительства скважин дополнительными стволами //V Международный симпозиум по бурению скважин в осложненных условиях. – Тезисы докл. - С.-П., 2001. - С. 79.

44. Временная инструкция по вторичному вскрытию, вызова притока и глушению при освоении скважин на Кирском и Коттыинском месторождениях в Западной Сибири. Гилязов Р.М., Валеев М.Д. Семенов Н.Я. и др. - Уфа, Башнипинефть. - 2001. - С. 24.

45. Бурение параметрической скважины глубиной 5500 м в сложных условиях Предуралья Ярославль-2001. Гилязов Р.М., Андресон Б. А. Масагутов Р.Х. и др. //Материалы Всероссийского совещания 25-29 сентября. - 2001. - С.21-24.

46. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами //Нефтяное хозяйство. - 2001. - №11. - С. 10- 13.

47. Гилязов Р.М., Самигуллин В.Х. Валуysкова Т.Н. и др. Восстановление бездействующих и малодобитных скважин путем бурения дополнительных стволов //Нефтяное хозяйство». - 2001. - № 11. - С. 13-15.

48. Гилязов Р.М., Андресон Б. А. Масагутов Р.Х. и др. Особенности геологии и бурения скважины глубиной 5500 м в сложных условиях сочленения краевого прогиба и складчатого Урала // "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». - 2001. - №11. - С.42-49.

49. Гилязов Р.М., Кузнецов В.А. Бочкарев Г.П. Андресон Б.А. Разработка и исследование составов полиуретановыми композициями для селективной изоляции водонефтяных пластов //Тр. Башнипинефти. - Уфа, 2002. - Вып. 109. - С. 109-118.

50. Гилязов Р.М. Роль ученых Башнипинефти в развитии нефтедобывающего комплекса республики Башкортостан //Нефтяное хозяйство. - 2002. - №4. - С. 12-18.

51. Гилязов Р.М., Кошелев В.Н., Андресон Б.А. и др. Новые реагенты серии «Гликойн» для бурения и заканчивания скважин //Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Разработка, производство и применение химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности. - М. - 2002. - М. 23-26.

52. Гилязов Р.М., Янтурин Р. А. Исследование механизма снижения продуктивности скважин при вскрытии бурением слабопроницаемых коллекторов с низкими пластовыми давлениями //Материалы научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» 17-18 декабря. - Когалым, 2001. - С. 14-18.

53. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Янтурин Р. А. О необходимости комплексного подхода при выборе технологических режимов первичного и вторичного вскрытия пластов, освоения и глушения скважин //Материалы научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» 17-18 декабря. - Когалым, 2001. - С.21-24.

54. Гилязов Р.М., Янтурин Р.А. Влияние способа и плотности перфорации на производительность скважин. Бесперфорационное вскрытие пластов //Материалы научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» 17-18 декабря. – Когалым, 2001. - С. 63-66.

55. Гилязов Р.М., Янтурин Р.А., Болтов А.А. Создание комплекса опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) регулируемого диаметра для КНБК повышенной устойчивости //Материалы научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» 17-18 декабря. – Когалым, 2001. - С. 80-83.

56. Гилязов Р.М., Андресон Б. А. Кондрашов О.Ф. Семенов Н.Я. Исследование течения безглинистых буровых растворов //Материалы научно-практической конференции «Роль региональной отраслевой науки в развитии нефтедобывающей отрасли». - Уфа, 2002. - С. 164-165

57. Гилязов Р.М., Андресон Б.А., Кондрашов О.Ф., Семенов Н.Я. Изолирующие свойства биополимерных буровых растворов //Материалы научно-практической конференции «Роль региональной отраслевой науки в развитии нефтедобывающей отрасли». – Уфа, 2002. - С. 165-166 .

58. Гилязов Р.М., Михайлов А.Н., Самигуллин В.Х. Совершенствование инструмента для вырезания окна в обсадных колоннах //«Бурение и нефть». – 2002. - С. 32-33.

59. Гилязов Р.М., Гилязов Р.Р. Восстановление бездействующего и малодобитного фонда скважин путем бурения дополнительных стволов в АНК Башнефть. - Уфа, 2003. - С. 65-76.

60. Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З. и др. Разработка и применение нового реагента «Гликойл» для систем полигликолевых буровых растворов. - Уфа, 2003. - С. 205-214.

61. РД 03-00147275-072-2002 Руководство по креплению эксплуатационных колонн (хвостовиков) в боковых стволах скважин. Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Алексеев В.А. и др. - Уфа, 2002. - С. 66.

62. Гилязов Р.М., Базовые технологии забуривания дополнительных стволов из обсаженной скважины. //Тр./ Башнипинефть. - 1998. - Вып. 94.- С.138-143

Соискатель



Р.М. Гилязов

Изд. лиц. № 220 от 3 августа 2000 г.
Формат 60х84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс»
Тираж 100 экз. Заказ 262

450037, Башкортостан, Уфа, Башнипинефть
E-mail: bashnipi@ufacom.ru
Бесплатно

2003-A
15593

15593