

7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В отечественной практике вызов притока флюида из пласта осуществляют созданием депрессии на пласт путем замены бурового раствора в скважине на более легкий (вода, нефть, газированный раствор, пена) или снижением уровня жидкости в скважине вытеснением сжатым газом (азотом, воздухом), реже тартанием или свабированием.

Свабирование и тартание применяют очень редко из-за их взрывоопасности, низкой производительности, отсутствия надежного контроля за процессом. В США эти способы снижения давления в ПЗП применяются значительно шире, так как буровые обеспечены надежной противовыбросовой арматурой, лубрикатами и контрольными устройствами.

В РФ разработана технология освоения скважин с использованием газификационной установки АГУ-8К. Производительность установки 5–6 м³/мин газообразного азота, максимальное давление до 22 МПа. Широкое применение ограничивается не только дефицитом установок, но в основном отсутствием в нефтегазовых районах страны, особенно в районах массового бурения, заводов по производству азота (заправочных станций). В США для этой цели широко используется газификационная установка фирмы "Капп Прешер Контрол". Особенностью установки является наличие в комплекте лебедки с намотанными на ее барабан тонкими трубами диаметром 25–31 мм, которые при операциях по вызову притока принудительно пропускают в НКТ через лубрикатор на глубину более 5000 м.

Применение газообразных веществ и их смесей с жидкостями позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы. Высокая эф-

эффективность новых и усовершенствованных технологий с использованием азота обусловлена его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процессов. Газообразный азот, используемый в нефтяной промышленности, взрывобезопасный, химически малоактивный, нетоксичный. Круг задач, решаемый в нефтепромысловой практике с использованием азота, весьма широкий и разнообразный. Ниже будут рассмотрены особенности и преимущества технологических процессов вызова притока из пластов после вскрытия азотогидропескоструйной перфорацией, термообработки и кислотной обработки скважин с применением азота, описан опыт их внедрения.

Жидкий азот получают при разделении воздуха путем низкотемпературной ректификации. Производительность установок для разделения воздуха составляет 0,2–1,6 т/ч жидкого азота. Имеются также небольшие (массой 5 т) стационарные установки по производству жидкого азота производительностью 0,055 т/ч.

Перевозку жидкого азота от места производства до нефтепромыслов можно также осуществлять изотермическими цистернами объемом около 25 м³ железнодорожным транспортом или цистернами типа ТРЖК (ЦТК) объемом 3–7 м³ автотранспортом. Слив и складирование жидкого азота осуществляют в цистерны вместимостью 25–100 т.

Физико-химические свойства азота. Газообразный азот бесцветен, не обладает запахом и вкусом, не токсичен, масса 1 м³ газообразного азота при нормальных условиях составляет 1,25 кг.

При температуре –195,8 °С газообразный азот превращается в бесцветную подвижную жидкость плотностью 808 кг/м³, а при дальнейшем охлаждении – в твердую массу с температурой плавления –209,9 °С. Теплота парообразования азота равна 199,3 Дж/г. При испарении 1 м³ жидкого азота получаем 702,5 м³ газообразного азота при 20 °С и давлении 0,1 МПа.

При температуре $t_{кр} = -147$ °С и давлении $p_{кр} = 2,35$ МПа азот обладает плотностью 311 кг/м³ и находится в критическом состоянии.

Газообразный азот слабо растворим в нефти и воде.

Растворимость азота в нефти и воде с изменением температуры меняется незначительно.

При давлении до 30 МПа сжатие азота происходит практически без отклонений от законов идеальных газов и изменение объема описывается зависимостью

$$V_0 = \frac{V_t \cdot 273,2 p_t}{p_0(273,2 + t)}, \quad (7.1)$$

где V_0 , p_0 — соответственно объем и давление в нормальных условиях; V_t , p_t — объем и давление в данных условиях; t — температура.

Вязкость и динамическое напряжение сдвига нефти с растворенным азотом снижаются. Азот, закачанный в скважины, сохраняет газообразное состояние, что обусловлено его критическими параметрами. Плотность газа азота составляет $1,25 \text{ кг/м}^3$, следовательно, он тяжелее углеводородных газов и при закачке в скважины будет находиться в нижней части ствола. В присутствии азота повышается давление насыщения нефти углеводородными газами.

Фильтрация азотожидкостных смесей через пористую среду проходит при более высоких давлениях, чем фильтрация жидкости.

Смесь азота с воздухом, содержащая менее 5 % кислорода, предотвращает возникновение взрыва при закачке в нефтяные скважины.

Для транспорта жидкого азота к скважинам используют азотные газификационные установки. Из выпускаемых отечественной промышленностью установок наилучшими параметрами применительно к нефтегазодобывающей промышленности обладает установка АГУ-6000-500/200 или то же АГУ-8К (далее — АГУ).

Установка АГУ состоит из автомобиля КрАЗ-219-Б, резервуара ТРЖК-5, резервуара погружного насоса КВ6101 или ТРЖК-7, погружного насоса жидкого азота НЖК-29М или НСГ-500/200, испарителя.

Для проведения промысловых работ обычно используются две установки.

Способы и технологические приемы по вызову притока из пласта, применяемые в отечественной практике и за рубежом, примерно одинаковые.

В американской практике большинство скважин (исключение составляют скважины с низкими пластовыми давлениями) оборудуют специальным комплектом внутрискважинного оборудования, состоящего из НКТ, пакеров, циркуляционного клапана и других приспособлений для проведения операций по освоению и глушению скважин, созданию противодавления в межколонном пространстве для предотвращения смятия обсадных труб и защиты обсадных колонн от воздействия высокого давления и агрессии пластовых флюидов.

В табл. 7.1 представлены данные о передвижных воздушных компрессорах, выпускаемых в РФ и США, которые используют при освоении скважин.

В РФ разработана передвижная компрессорная установка СД9/101 на рабочее давление 9,9 МПа при подаче 9 м³/мин, ведутся работы по созданию более совершенных моделей. Разработан и прошел приемочные испытания передвижной агрегат ПНКА-1 для приготовления и нагнетания пены или аэрированной жидкости. Производительность агрегата (по пене) 10 м³/ч, максимальное давление нагнетания 10 МПа, содержание воздуха в пене 35–45 %. Следует также отметить, что получаемая с помощью этого агрегата пена имеет недостаточную степень аэрации (до 45), что не позволит его эффективно использовать при освоении многих скважин.

В последние годы в РФ и за рубежом проводятся научно-исследовательские работы по разработке технологических процессов освоения скважин с применением так называемых самогенерирующихся пенных систем. Вспенивание растворов производится газами, выделяющимися при химических и термохимических процессах, происходящих непосредственно в скважине.

Проведенными исследованиями показана перспективность этого способа — исключается частично или полностью необходимость применения специального оборудования (например, компрессоров высокого давления), повышается технологичность и безопасность работ.

Таблица 7.1

Характеристика передвижных воздушных компрессоров, выпускаемых в РФ и США

Параметр	США				РФ			
	Фирма "Ин- жер- солл- Рэнд"	Фирма "Элиот"			Тип компрессора			
		Модель						
		38МВ	32МВ	25МВ	УКП-80	КС16/100	КПУ16/250	СД9/101
Мощность, кВт	3169,2	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	220,6	301,5	500,1	132,4
Подача, м³/мин	85	600	300	100	8	16	16	9
Давление нагнетания, МПа	10,5	20	50	70	8	10	25	9,91
Масса, т	6,35	13,2	9,53	7,3	16,1	23	28,5	10

Большое внимание уделяется предупреждению загрязнения окружающей среды, в частности, при освоении скважин. В США с этой целью фирмой "Бейкер" выпускаются две модели горелок для сжигания сырой нефти, газа, газового конденсата вместе с поступающими с ними инертными флюидами. Сжигание поступающего из скважины флюида обеспечивает чистоту вокруг буровой, что особенно важно при строительстве морских скважин.

7.2. ТИПОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Применяемые в РФ типовые технологические схемы освоения скважин и последовательность операций при этом представлены на рис. 7.1. Почти повсеместно в отрасли распространена схема *I*, наиболее простая, но имеющая существенные недостатки: отсутствие изоляции обсадной колонны от высоких забойных давлений в скважине и агрессивности продукции. Схема *II* приемлема при наличии от-

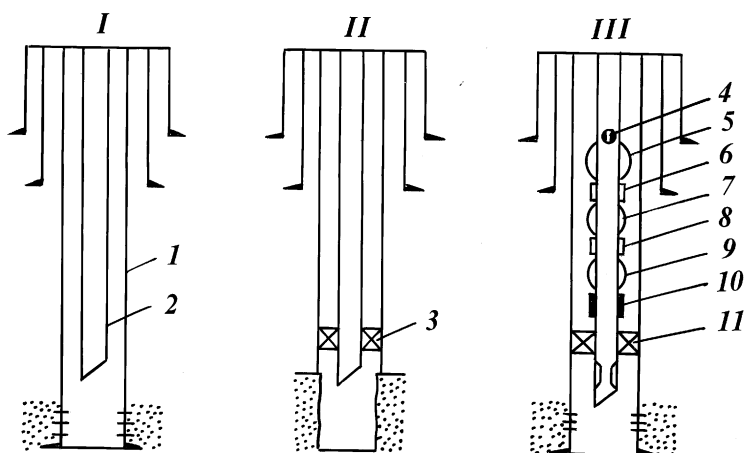


Рис. 7.1. Типовые схемы освоения скважин, применяемые в РФ:

I — общепринятая схема освоения скважин; *II* — схема освоения с пакером; *III* — схема освоения с комплектом оборудования; 1 — обсадная колонна; 2 — НКТ; 3 — пакер; 4 — клапан безопасности; 5 — пакер, обеспечивающий циркуляцию жидкости при закачивании; 6 — телескопическое соединение; 7 — клапан, обеспечивающий циркуляцию; 8 — клапан пропуска ингибитора; 9 — разъединительное соединение; 10 — пакер с якорем; 11 — упорное кольцо для опускаемого клапана

крытых забоев, а схема *III* — для условий сероводородсодержащих месторождений с использованием специального комплекса оборудования управляемых клапанов (типов КУСА, КОУК), который позволяет повысить безопасность эксплуатации скважин.

Вызов притока флюида из пласта базируется на снижении забойного давления в скважине ниже пластового, т.е. создании депрессий на пласт.

Депрессия на пласт при использовании технологических схем *I* и *II* (см. рис. 7.1) обычно создается заменой бурового раствора в скважине на более легкий, затем на воду, нефть, пену, газированную жидкость. Для создания более глубоких депрессий используются методы снижения уровня жидкости в скважине путем вытеснения жидкости сжатым газом (воздухом, азотом), тартанием или свабированием.

Особого внимания заслуживают вопросы освоения сероводородсодержащих месторождений, так как агрессивный и ядовитый сероводород осложняет или совсем исключает использование уже известных и апробированных технологий, например, снижение уровня жидкости или аэрацию воздухом. Если для месторождений с высокими пластовыми давлениями проблем с созданием депрессии на пласт нет, для них достаточно лишь заменить буровой раствор на более легкий, то для скважин с аномально низкими и близкими к нормальным пластовыми давлениями апробированных технологий в отрасли до последнего времени не было. Схема такого технологического процесса представлена на рис. 7.2.

В зарубежной практике имеется большой выбор технологических схем заканчивания скважин. Наиболее распространенные из них представлены на рис. 7.3. Последовательность операций этих схем приведена ниже.

Схема *I* — перфорация; спуск НКТ (диаметр 83 мм); оборудование устья; установка пакера; вызов притока с помощью специальных автономных установок с непрерывными (гибкими) колоннами.

Схема *II* — разбуривание цементного стакана; бурение и расширение ствола скважины против продуктивного пласта; спуск и установка хвостовика; гравийная набивка расширенного интервала; спуск НКТ, оборудованных погружным насосом; оборудование устья скважины; вызов притока с помощью погружного насоса.

Схема *III* — перфорация; спуск параллельных колонн НКТ — первая для закачки ингибитора, вторая для отвода нефти (диаметр 60 мм); оборудование устья; установка двух-

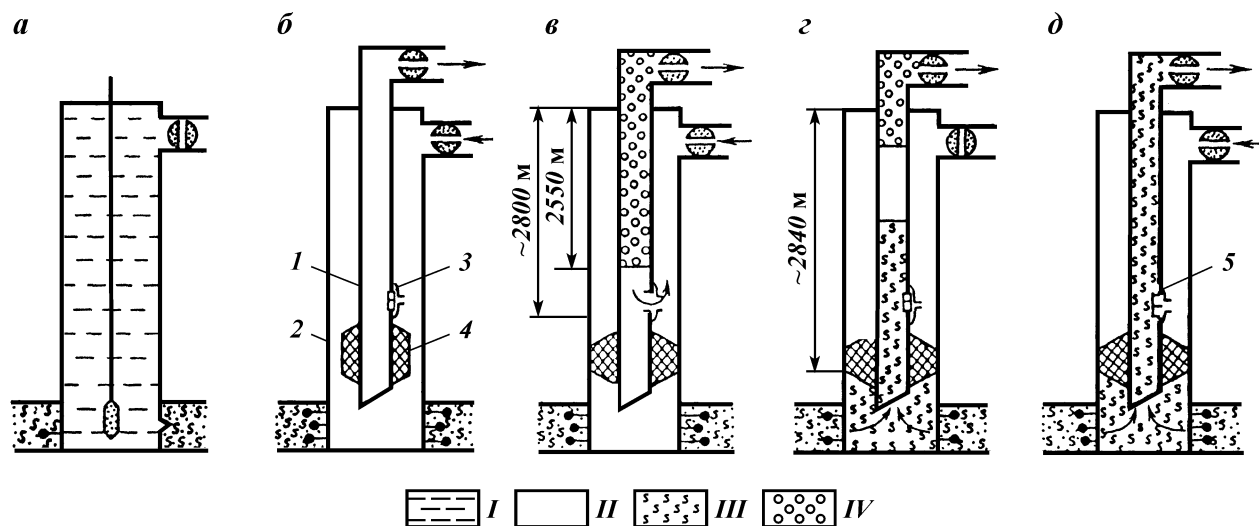


Рис. 7.2. Схема вызова притока нефти, содержащей H_2S , на скважинах месторождения Жанажол (коэффициент аномальности пластового давления не выше 1,3):
 ‡ – перфорация; á – ингибирование труб, оборудования; , – вытеснение нефти пеной или азотом; „ – вызов притока;
 % – работа скважины, ингибирование продукции; I – раствор $CaCl_2$; II – ингибированная нефть; III – пластовая нефть; IV – пена (азот); 1 – НКТ; 2 – обсадная колонна; 3 – нижняя скважинная камера; 4 – пакер; 5 – ингибиторный клапан

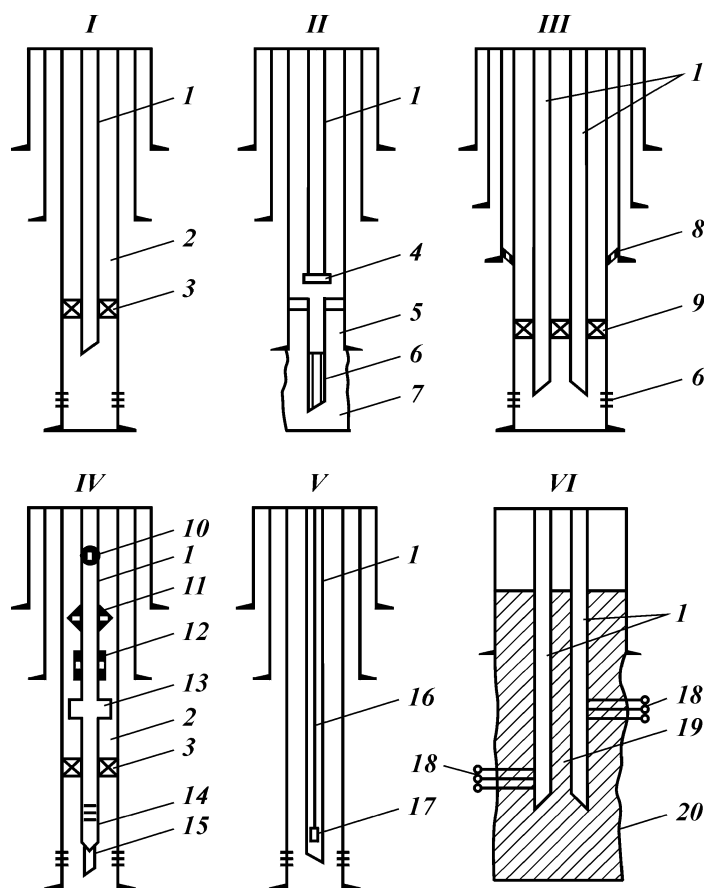


Рис. 7.3. Схемы освоения скважины (I-VI), применяемые в США:

1 – НКТ; 2 – надпакерная жидкость; 3 – пакер; 4 – погружной насос; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – хвостовик; 7 – гравийная набивка; 8 – колонна для подвески хвостовика; 9 – двухтрубный пакер; 10 – клапан-отсекатель; 11 – ингибиторный клапан; 12 – циркуляционный клапан; 13 – уплотнительный узел; 14 – посадочный nipple; 15 – перфорационный патрубок; 16 – колонна насосных штанг; 17 – вставной штанговый насос (эжекторный); 18 – перфорированный пласт; 19 – цементный стакан; 20 – необсаженный ствол

трубного пакера; создание депрессии; перфорация через НКТ, вызов притока.

Схема IV – перфорация; установка стационарного пакера с дополнительным уплотнением; спуск НКТ (диаметр 73 мм) через пакер с дополнительным уплотнением; вызов притока с

помощью специальных автономных установок и с непрерывной (гибкой) колонной труб.

Схема V — перфорация; спуск НКТ (диаметр 73 мм); спуск колонн штанг с вставным штанговым насосом; оборудование устья; вызов притока с помощью вставного насоса.

Схема VI — вскрытие бурением продуктивного пласта; спуск параллельных колонн НКТ (диаметр 73 мм); цементирование колонн НКТ; оборудование устья; создание депрессии; перфорация через НКТ выбранных интервалов; обработка скважины.

Особенности этих технологических схем — их более высокая техническая оснащенность, а также направленность на сокращение общих затрат на разработку месторождения (многорядное заканчивание, одновременно — раздельная эксплуатация нескольких горизонтов).

Для вызова притока в зарубежной практике используются передвижные азотные газификационные установки. Имеющийся широкий типоразмерный ряд этих установок производительностью от 1800 до 9000 $\text{м}^3/\text{ч}$ по газообразному азоту на рабочие давления от 40 до 70 МПа и выше обеспечивает эффективность проведения всей гаммы внутрискважинных работ: снижение забойного давления вплоть до полного "осушения" скважины; перфорацию при депрессии на пласт в среде азота; азотно-кислотные воздействия на пласт и ряд других операций. Использование азота обеспечивает полную взрывобезопасность процессов. Все более широкое распространение находят технологические процессы освоения скважин с использованием специального оборудования с непрерывной колонной труб, которое значительно облегчает и ускоряет спускоподъемные операции. Оборудование смонтировано на шасси автомобиля и включает в себя барабан большого диаметра с намотанной на нем колонной труб диаметром 19–25 мм. Длина наматываемых на барабан труб колеблется от 700 до 5500 м. Специальный механизм подачи через лубрикатор может подавать гибкие трубы непосредственно в НКТ, находящиеся под давлением. Газообразный азот, спецжидкости и другие агенты подаются через ступицу барабана и по гибким трубам в скважину. Агрегат обслуживается одним оператором. Предназначена такая установка для самых различных операций: очистки песчаных пробок, замены одного типа жидкости другой жидкостью или газом (при вызове притока), цементирования, кислотных обработок, гидровзрыва пласта, спуска и подъема под давлением и др. Работы могут проводиться при давлениях до 31 МПа.

7.3. ВЫЗОВ ПРИТОКА

7.3.1. ВЫБОР ЗНАЧЕНИЯ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Значение депрессии при вызове притока ограничено следующими требованиями. Градиент давления α на цементную оболочку обсадной колонны со стороны водоносных пропластков или подошвенных вод не должен превышать 2 МПа. Тогда депрессия на пласт

$$\Delta p_3 \leq p_{\text{пл}} - (p_{\text{пл}} - \alpha h), \quad (7.2)$$

где $p_{\text{пл}}$ — давлений в водоносном пласте или на ВНК, МПа; h — высота качественной цементной оболочки между водоносным пропластком или ВНК и ближайшим перфорационным отверстием, м.

Перепад давлений Δp_2 на эксплуатационной колонне не должен превышать установленного требованиями нормативных документов. Устойчивость призабойной зоны пласта обеспечивается при выполнении соотношения

$$\Delta p_2 \leq \sigma_{\text{сж}} - 2(\xi p_{\text{г}} - p_{\text{пл}}), \quad (7.3)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ — предел прочности породы пласта на сжатие с учетом его изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа; ξ — коэффициент бокового распора; $p_{\text{г}}$ — вертикальное горное давление, МПа.

Горное давление определяется средней плотностью вышележащих пород $\rho_{\text{ср}}$ (в г/см³) с учетом содержащихся в них жидкостей:

$$p_{\text{г}} = 0,01\rho_{\text{ср}} H, \quad (7.4)$$

где H — глубина залегания пласта, м.

Коэффициент бокового распора определяется через коэффициент Пуассона ν по формуле

$$\xi = \nu / (1 - \nu). \quad (7.5)$$

Обычно $\rho_{\text{ср}} = 2,3 \div 2,5$ г/см³.

Данные о коэффициенте Пуассона приведены в табл. 7.2.

Поскольку формула (7.3) является приближенной, а точность определения $\sigma_{\text{сж}}$ весьма невысока, уточненное значение депрессии Δp_3 рекомендуется устанавливать экспериментально для каждого месторождения по специальным методикам (например, методом многоцикловых испытаний). Для трещиноватых коллекторов снижение давления в призабойной зоне не должно приводить к смыканию трещин:

Таблица 7.2

Модуль упругости E и коэффициент Пуассона ν
для горных пород

Порода	ν	$E \cdot 10^{-4}$, МПа
Глины пластичные	0,38–0,45	—
Глины плотные	0,25–0,35	—
Глинистые сланцы	0,10–0,20	—
Известняки	0,28–0,33	6–10
Песчаники	0,30–0,35	3–7
Песчаные сланцы	0,16–0,25	2,4–3,0
Гранит	0,26–0,29	6,6

$$\Delta p_3 \leq \frac{aE}{4l(1-\nu^2)}, \quad (7.6)$$

где a — раскрытие трещин, мм; l — длина трещин, мм.

Депрессия на пласт должна обеспечивать перепад давлений Δp_4 необходимый для преодоления сил сопротивления движению жидкости в призабойной зоне $p_{\text{сопр}}$:

$$\Delta p_4 \geq p_{\text{сопр}}. \quad (7.7)$$

Значение $p_{\text{сопр}}$ зависит от коллекторских свойств пласта и степени загрязнений призабойной зоны при вскрытии. Как правило, оно составляет 2–5 МПа и определяется экспериментально при освоении скважин.

Для слабосцементированных пластов во избежание разрушения призабойной зоны депрессию необходимо создавать плавно. Темп снижения забойного давления рекомендуется не выше 0,2 МПа/мин.

Интервал времени между окончанием перфорации и началом вызова притока должен быть минимальным, т.е. соответствовать существующим нормам времени на проведение работ, предшествующих вызову притока (спуск НКТ, оборудование устья и т.д.). При перфорации на депрессии вызов притока следует осуществлять сразу после ее проведения. Вызов притока из пласта достигается во всех случаях путем снижения забойного давления одним из методов, указанных в табл. 7.3. Забойное давление снижается до получения притока либо до достижения допустимой депрессии на пласт.

Продукция пласта, получаемая при освоении и отработке скважины, после ее очистки от бурового раствора должна направляться в нефтесборную сеть.

Для скважин, перфорируемых при депрессии, в случае отсутствия притока после перфорации забойное давление сни-

Таблица 7.3

Снижение давления в скважине

Метод снижения забойного давления	Осуществление метода		Характеристика месторождения			
	Реализация метода	Технические средства	Коэффициент аномальности пластового давления			Наличие в продукции H ₂ S и CO ₂
			1,0	1,0–1,3	1,3	
Замена жидкости в скважине на более легкую	1. На буровой: 1.1. Раствор меньшей плотности 1.2. На воду 1.3. На безводную дегазированную нефть 1.4. На пенную систему, у которой в качестве дисперсионной среды: 1.4.1. Воздух 1.4.2. Азот 1.4.3. Дымовые газы	ЦА			+	+
		ЦА		+	+	+
		ЦА, АЦ	+	+		+
		ЦА, КС6	+	+		
		ЦА, АГУ-8К	+	+		+
		ЦА, ДГ	+	+		+
Снижение уровня	2.1. Свабирование	Сваб, подъемник				
	2.2. Использование глубинного насоса	Погружной насос	+			
	2.3. С помощью сжатого газа					
	2.3.1. Сжатым воздухом (компрессование)	КС	+	+		
	2.3.2. Сжатым азотом	АГУ-8К	+	+		+
Комбинация первых двух методов	2.3.3. Аэрирование через пусковое отверстие в НКТ	КС	+	+		
	2.4. Пенные системы по пункту 1.4					
	3. Замена жидкости на более легкую с последующим снижением уровня					
	3.1. Глубинным струйным насосом	ЦА, глубинный насос	+	+		+
	3.2. Сжатым воздухом	ЦА, КС	+	+		
	3.2.1. Аэрирование с помощью установки пусковых муфт	ЦА, КС	+	+		

Продолжение табл. 7.3

Метод снижения забойного давления	Осуществление метода		Характеристика месторождения			
	Реализация метода	Технические средства	Коэффициент аномальности пластового давления			Наличие в продукции H_2S и CO_2
			1,0	1,0–1,3	1,3	
Комбинация первых двух методов	3.2.2. Аэрирование жидкости	ЦА, КС	+	+		
	3.2.3. Нагнетание воздушных пачек	ЦА, КС	+	+		
	3.2.4. Нагнетание воздушных "подушек"	Компрессор низкого давления (буровой), ЦА	+	+		
	3.3. Дымовыми газами	ЦА, ДГ	+	+		+
	3.4. Вытеснение жидкости из скважины азотом	ЦА, АГУ-8К	+	+		+
Примечание. АГУ-8К — газификационная азотная установка; ЦА — насосный агрегат; КС — передвижная компрессорная станция; АЦ — автоцистерна; ДГ — установка для производства дымовых газов; (+) — рекомендуемые процессы.						

жается до допустимо возможного согласно технологическому регламенту.

Вызов притока из пласта с повышенными и аномально высокими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрессии на пласт путем замены бурового раствора на более легкую жидкость.

Вызов притока из пластов с нормальными и аномально низкими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрессии путем замены бурового раствора на более легкую жидкость и последующего снижения уровня жидкости в скважине (см. табл. 7.3).

Способ создания депрессии выбирается исходя из конкретных условий: глубины скважины, пластового давления, технического состояния скважины, наличия оборудования, материалов, технических средств и опыта освоения аналогичных объектов.

Наличие сероводорода в продукции скважин обуславливает особые условия освоения. При наличии в нефтяном газе сероводорода до 6 % (по объему) эксплуатационная колонна, насосно-компрессорные трубы, глубинное оборудование, устьевая арматура должны быть предназначены для работы в

сероводородной среде. При наличии в нефтяном газе сероводорода более 6 % (по объему) последняя промежуточная, эксплуатационная и лифтовая колонны должны быть составлены из коррозионно-стойких труб нефтяного сортамента (отечественных или импортных); наземное оборудование (согласно паспорту завода-изготовителя, фирмы-поставщика) рассчитано на работу в этой среде при установленных проектом параметрах. Перфорация скважин осуществляется только при репрессии на пласт при заполнении скважины жидкостью, инертной к сероводороду.

Перед освоением скважина оборудуется комплексом управляемых клапанов-отсекателей. Внутренняя поверхность обсадной колонны, внешняя и внутренняя поверхности НКТ обрабатываются ингибитором коррозии путем замены жидкости, заполняющей скважину, на жидкость, содержащую ингибитор коррозии.

В скважинах с пластовым давлением выше гидростатического и АВПД вызов притока нефти осуществляется заменой бурового раствора на более легкую жидкость, инертную к сероводороду.

В скважине с пластовым давлением ниже гидростатического (АНПД) и содержанием сероводорода в нефти до 6 % (по объему) вызов притока осуществляется нагнетанием природного или нефтяного газа по согласованию с местным органом Госгортехнадзора, двух- или многофазных пен, инертных к сероводороду и углекислому газу, инертных (дымовых) газов с содержанием кислорода не более 2 % (по объему). После получения притока через ингибиторный клапан в продукцию скважины вводится ингибитор коррозии. Освоение скважин осуществляется согласно описанию в работах с соблюдением правил техники безопасности и охраны окружающей среды.

Если в процессе заканчивания скважины проницаемость породы призабойной зоны снизилась, то вызов притока следует начинать только после проведения мероприятий, направленных на восстановление проницаемости призабойной зоны. В противном случае скважина может оказаться "сухой" или вызов притока при применении обычных методов может произойти, но только по немногочисленным отдельным пропласткам, имеющим повышенную проницаемость, а это приведет к неравномерной по толщине выработке пласта и низкой конечной нефтегазоотдачи.

Следует иметь в виду, что в газонасыщенных коллекторах проникший раствор выносится потоком газа только из крупных поровых каналов. Пласты с аномально высоким

пластовым давлением часто требуют высокой репрессии при вскрытии бурением, а создать в процессе вызова притока равную по абсолютному значению депрессию, с целью удаления проникшего в пласт раствора, технически невозможно.

Метод восстановления проницаемости призабойной зоны выбирается в зависимости от предполагаемых причин и степени снижения естественной проницаемости, свойств коллектора, условий заканчивания скважины. Для восстановления проницаемости призабойной зоны широко применяются кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта (ГРП).

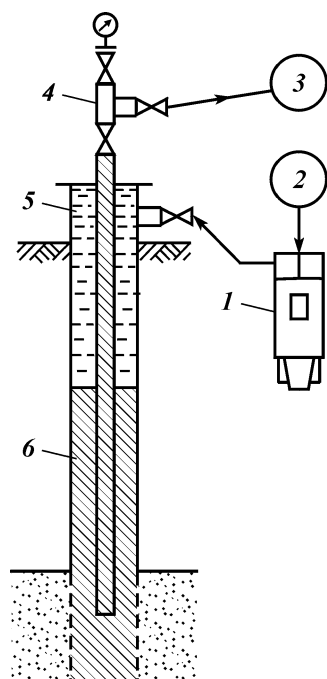
При кислотной обработке происходит растворение породы и загрязняющего породу материала, очищение поровых каналов, трещин, каверн, увеличение размеров и возникновение новых каналов фильтрации. Перед применением кислотного воздействия обычно рекомендуется дополнительная кумулятивная или гидропескоструйная перфорация. Для обработки карбонатных пород применяется раствор соляной кислоты, в случае терригенных коллекторов — смесь растворов плавиковой и соляной кислот.

Сущность ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости разрыва и расклинивающего агента (обычно кварцевого песка) под давлением, достаточным для раскрытия существующих или возникновения новых трещин в породе. Этот метод характеризуется высокой гибкостью процесса — в качестве жидкости разрыва могут применяться вода, нефть, кислотный раствор, в качестве расклинивающего агента — различные твердые сыпучие материалы. С целью снижения значения давления разрыва и инициирования развития трещин предварительно рекомендуется провести дополнительную кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию.

Важным является то обстоятельство, что кислотная обработка и ГРП применимы практически при любой степени снижения проницаемости призабойной зоны. Относительно высокая стоимость этих методов не должна служить препятствием к их применению, поскольку затраты быстро окупаются.

7.3.2. ЗАМЕНА БУРОВОГО РАСТВОРА ЖИДКОСТЬЮ МЕНЬШЕЙ ПЛОТНОСТИ

Процесс замены бурового раствора жидкостью меньшей плотности осуществляется по схеме, приведенной на рис. 7.4.



Рс. 7.4. Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора водой:
 1 — насосный агрегат; 2 — емкость для воды (или водовод); 3 — емкость для сбора бурового раствора; 4 — устье скважины; 5 — вода; 6 — буровой раствор

Закачивают жидкость меньшей плотности в затрубное пространство до полной замены ею раствора. Иногда закачку жидкости ведут в НКТ. Преимущество закачки жидкости в затрубное пространство заключается в том, что при получении притока до окончания замены раствора создаются нормальные условия для работы скважины и вынос твердых частиц из интервала перфорации более полный в связи с высокой скоростью движения жидкости. Когда $p_{\max}$ выше предела прочности колонны, необходимо снизить плотность бурового раствора, заменив его сначала легким, а затем другой жидкостью еще меньшей плотности.

При замене бурового раствора более легкой жидкостью возможны случаи, когда приток флюида из пласта начинается до окончания процесса. При этом давление на выкиде насосов уменьшается, и их подачи может не хватить для поддержания притока. В таких случаях, а особенно при испытании слабосцементированных и подверженных разрушению коллекторов, на выкидной линии устанавливают штуцер, которым регулируют скорость потока и давление. Регулировать

давление на забой рекомендуется также при вызове притока из скважин с высоким газовым фактором и газовых, так как быстрое освобождение от жидкости может привести к ее деформации. Установка штуцеров и регулирование потока рекомендуются для плавного запуска скважины, при котором давление на забой снижается постепенно. В результате роста давления на устье при закачке в скважину жидкости меньшей плотности может наблюдаться поглощение раствора. В этом случае рекомендуется устранить все искусственные сопротивления (убрать штуцера, полностью открыть задвижки) и уменьшить подачу насосных агрегатов. Целесообразно также предусматривать обработку закачиваемой жидкости ПАВ, чтобы попадающая в пласт жидкость не ухудшала его коллекторских свойств. Иногда депрессия, полученная в результате замены жидкостей, недостаточна для вызова притока из пласта. Тогда используют другие способы снижения давления на забой.

7.3.3. ВЫЗОВ ПРИТОКА ПРИ ПОМОЩИ ВОЗДУШНОЙ ПОДУШКИ

Вызов притока достигают путем уменьшения уровня жидкости в скважине вследствие использования энергии сжатого воздуха.

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством при помощи устьевых оборудования (рис. 7.5).

В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка высотой H . Потом компрессор отключают и при помощи цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты H_v . Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого воздуха должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся

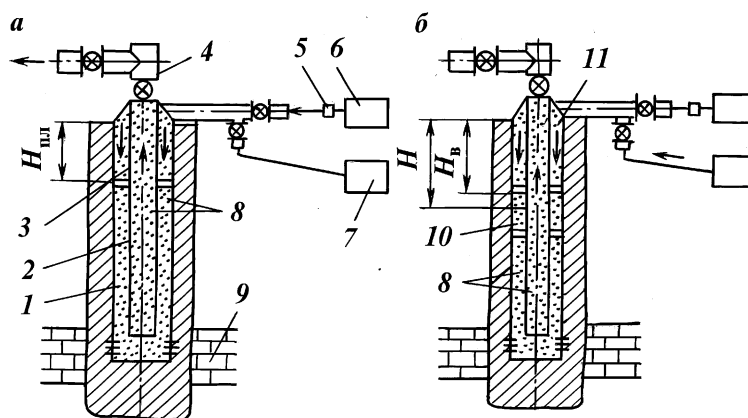


Рис. 7.5. Вызов притока из пласта методом воздушной подушки:
а — нагнетание воздуха компрессором; *б* — закачивание воды на воздушную подушку насосом; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — воздух, нагнетаемый компрессором; 4 — устьевая арматура; 5 — обратный клапан; 6 — компрессор; 7 — насосный агрегат; 8 — вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха; 9 — продуктивный пласт; 10 — воздушная подушка; 11 — вода, закачанная на воздушную подушку

над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины.

Глубину снижения уровня жидкости в скважине H , изменяющуюся в диапазоне от 400 до 1600 м, можно определить из табл. 7.4 по заданному максимальному давлению, создаваемому компрессором, и количеству воды, нагнетаемому в кольцевое пространство.

Таблица 7.4

Соотношение между глубиной снижения уровня жидкости в скважине давлением воздуха в кольцевом пространстве и количеством закачанной воды

Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м ³	Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м ³
400	3,5	5	1000	9,5	10
500	5,0	5	1100	12,0	10
600	6,5	5	1200	8,0	15
700	8,0	5	1300	11,0	15
800	5,5	10	1500	8,5	20
900	7,5	10	1600	10,5	20

Если условия вызова притока отличаются от приведенных (см. табл. 7.4), то используют формулу

$$H = k_{вп} \left[H_{в} + \frac{H_{вп} p_{к}}{p_{к} + \rho g H_{в}} \right] \frac{S}{S + S_{нкт}}, \quad (7.8)$$

где $k_{вп}$ — эмпирический коэффициент, $k_{вп} = 0,8$; $H_{в}$ — высота столба воды, поступившей в затрубное пространство; $H_{вп}$ — высота воздушной подушки; $p_{к}$ — давление воздуха в кольцевом пространстве (на выходе компрессора) перед нагнетанием воды; ρ — плотность воды; S — площадь сечения кольцевого пространства; $S_{нкт}$ — площадь проходного сечения колонны НКТ.

Уровень жидкости над воздушной подушкой определяется объемом закачанной жидкости $V_{в}$ и площадью внутреннего сечения колонны S :

$$H_{в} = V_{в}/S. \quad (7.9)$$

Высота воздушной подушки зависит от давления воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды:

$$H_{вп} > \frac{p_{к}}{\rho g}. \quad (7.10)$$

Для того чтобы пузырьки воздуха не могли двигаться навстречу потоку, производительность насоса $Q_{в}$ во время нагнетания воды должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_{в} > S[\omega]_{\min}, \quad (7.11)$$

где $[\omega]_{\min}$ — минимальная скорость воды, предотвращающая направление вверх движения пузырьков воздуха в затрубном пространстве, $[\omega]_{\min} = 0,4$ м/с.

Если необходимая глубина снижения уровня воды в скважине известна, то соотношение между значениями $H_{в}$ и $H_{вп}$ можно определить по формулам

$$H_{вп} = \left(1 + \frac{\rho_{п} g H_{в}}{p_{к}} \right) \left(\frac{S + S_{нкт}}{k_{вп} S} - H_{в} \right); \quad (7.12)$$

$$H_{в} = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4\rho_{п} g C}}{2\rho_{п} g}. \quad (7.13)$$

Коэффициенты B и C , которые входят в уравнение (7.13), определяют по формулам

$$B = \frac{\rho_p g (S + S_{\text{НКТ}}) H_{\text{вп}}}{k_{\text{вп}} S} - p_{\text{к}}; \quad (7.14)$$

$$C = \left(\frac{S + S_{\text{НКТ}}}{k_{\text{вп}} S} H_{\text{вп}} \right) p_{\text{к}}. \quad (7.15)$$

7.3.4. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПУСКОВЫХ КЛАПАНОВ

Согласно этому методу приток в скважину достигают путем снижения уровня жидкости в трубах за счет ее аэрации и последующего выброса. Перед пуском в скважину на колонне НКТ размещают в предварительно рассчитанных местах специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают воздух и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии воздух из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном.

В случае применения нескольких пусковых клапанов после первого выброса жидкости отверстие в первом клапане перекрывают (например, при помощи канатной техники), а уровень жидкости в затрубном пространстве понижают до уровня размещения следующего клапана.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Расстояние от устья скважины до места размещения первого клапана

$$L_1 = h_{\text{ст}} + \frac{p_{\text{комп}}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left(\rho_{\text{г}} - \frac{\rho_{\text{г}} p_{\text{комп}}}{p_{\text{ат}}} \right)} - \Delta L, \quad (7.16)$$

где $h_{\text{ст}}$ — расстояние от устья скважины до статического уровня в скважине, м; $p_{\text{комп}}$ — давление на выходе компрессора, Па; $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа (воздуха), нагнетаемого в затрубное пространство, кг/м³; $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление, Па; ΔL — разность между расчетным и фактическим уровнями размещения клапана, м.

Клапан следует крепить на 20–25 м выше рассчитанного уровня. Если клапан и распределение сред пребывают на одном уровне, то давления в затрубном пространстве и НКТ будут одинаковыми, вследствие чего воздух не будет проходить через клапан.

Второй сверху клапан размещают на глубине

$$L_2 = L_1 + \frac{P_{\text{комп}}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left(\rho_p - \frac{\rho_f P_{\text{комп}}}{P_{\text{ат}}} \right)}. \quad (7.17)$$

Формулу (7.17) используют также для определения глубины размещения следующего клапана. Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий вызов притока в скважину. При определении уровня размещения клапанов уровень жидкости, содействующий приток в скважину, может быть заданным непосредственно либо через депрессию на пласт, которую необходимо создать:

$$H_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пл}} - \Delta p}{\rho_p g}, \quad (7.18)$$

где $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление; Δp — депрессия на пласт, обеспечивающая вызов притока в скважину.

7.3.5. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ВЫЗОВА ПРИТОКА ПРИ ПОМОЩИ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ¹

Вызов притока при помощи струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах происходит смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешенный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называется инжектированным. В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектированному потоку.

¹ Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважины. Справочное пособие. — М.: Недра, 1999.

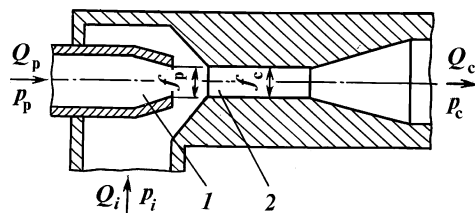
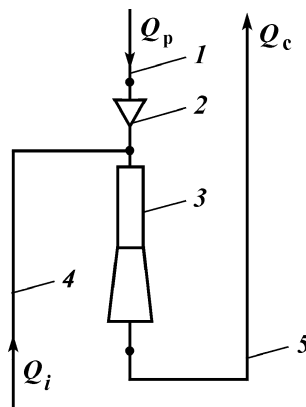


Рис. 7.6. Струйный аппарат

Рис. 7.7. Схема размещения струйного аппарата в скважине:

1 — бурильная колонна; 2 — рабочая насадка; 3 — приемная камера с диффузором; 4 — затрубное пространство; 5 — всасывающая линия



Во время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Основные элементы струйного аппарата (рис. 7.6) — сопло (рабочая насадка) 1 и приемная камера с диффузором 2. За счет процессов трения рабочий поток Q_p смешивается с инжектированным потоком $Q_{и}$, и на выходе струйного аппарата получают смешанный поток Q_c . Все струйные аппараты, работающие при освоении скважины, принадлежат к высоконапорным, у которых соотношение площадей камеры смешивания меньше четырех ($f_c/f_p < 4$).

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установление в колонне НКТ с пакером (рис. 7.7). Буровой раствор подается по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. "Всасывающая" линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В процессе расчета режима работы струйного аппарата используют его безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_c} \left(1,75 + 0,7 \frac{\rho_p f_p}{\rho_{и} f_{и}} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_c f_c} (1 + U^2) \right), \quad (7.19)$$

где Δp_c — разница давлений смешанного и инжектированного потоков; Δp_p — разница давлений рабочего и инжектированного потоков; $f_p, f_{и}, f_c$ — площадь соответственно рабочего сопла на выходе потока, камеры инъекции и камеры смешения; $\rho_p, \rho_{и}, \rho_c$ — плотность соответственно рабочего, инжектированного и смешанного потоков; U — коэффициент инъекции.

Отношение перепадов давлений $\Delta p_c / \Delta p_p$ называют относительным напором струйного аппарата:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_{и}}{p_p - p_{и}}, \quad (7.20)$$

где $p_c, p_{и}, p_p$ — статическое давление соответственно смешанного, инжектированного и рабочего потоков.

Коэффициент инъекции определяют из выражения

$$U = Q_{и} / Q_p. \quad (7.21)$$

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента инъекции.

Значение статических давлений рассчитывают по уравнениям

$$p_p = p_{ж\ p} + p_a - \Delta p^*; \quad (7.22)$$

$$p_c = p_{ж\ c} + \Delta p^{**}, \quad (7.23)$$

где $p_{ж\ p}, p_{ж\ c}$ — давление (гидростатическое) соответственно столба рабочей и смешанной жидкости:

$$p_{ж\ p} = \rho_p g H; \quad p_{ж\ c} = \rho_c g H; \quad (7.24)$$

p_a — давление в выкидной линии поверхностного насоса; $\Delta p^*, \Delta p^{**}$ — потери давления соответственно в колонне труб и затрубном пространстве; H — глубина размещения струйного аппарата в скважине.

Значение $p_{и}$ рассчитывают по ограничениям, которые накладываются горно-техническими требованиями (недопустимость перетока воды из ближайших горизонтов, разрушение породы, давление, возникающее вследствие насыщения нефти газом, прочность обсадной колонны).

Решая систему уравнений (7.20), (7.22) и (7.24), получают выражение для определения давления в выкидной линии поверхностного насоса, необходимого для того, чтобы достичь заданного снижения давления в камере инъекции:

$$p_a = \frac{p_{ж\ c} + \Delta p^{**}}{\Delta p_c / \Delta p_p} - p_{ж\ p} + \Delta p^* - \frac{p_{и}[1 - (\Delta p_c / \Delta p_p)]}{\Delta p_c / \Delta p_p}. \quad (7.25)$$

7.3.6. ПОИНТЕРВАЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750—800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление компрессора УКП-80). В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НТК. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то допускают НКТ на определенную глубину или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора УКП-80 (расход до 8 м³/мин) время продавки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытании глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный метод постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие недостатки: во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления; пусковые давления, возникающие перед продавкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт; скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий.

Поэтому такой метод применяется крайне редко.

7.3.7. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ ПОРШНЕВАНИЕМ (СВАБИРОВАНИЕМ)

Уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.

Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.

Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате при помощи лебедки от тракторного подъемника или бурового станка на 100—300 м под уровень жид-

кости и с максимально возможной скоростью поднимают вверх, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения притока пластового флюида.

7.3.8. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА МЕТОДОМ АЭРАЦИИ

Методом аэрации можно постепенно увеличивать депрессию до любого заданного значения. Суть процесса аэрации заключается в постепенном снижении плотности жидкости в затрубном пространстве и насосно-компрессорных трубах вследствие одновременного нагнетания в скважину определенного количества сжатого воздуха (газа) и воды (нефти). Двигаясь вниз по кольцевому пространству, рабочий агент, смешанный с жидкостью, дополнительно сжимается под весом столба жидкости, пока не достигнет башмака НКТ. Дойдя до башмака труб, пузырьки рабочего агента попадают из затрубного пространства в НКТ и, постепенно расширяясь, отдают полученную ими энергию, вследствие чего жидкость поднимается, одновременно снижается ее плотность внутри НКТ. С увеличением закачки сжатого рабочего агента депрессия плавно увеличивается, вследствие чего в скважину в определенный момент поступает из пласта его флюид.

До начала вызова притока необходимо выполнить следующие работы:

- 1) спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой (если в ней был буровой раствор) с ПАВ;
- 2) установить на 5–10 м выше верхних отверстий перфорации обсадной колонны башмак колонны НКТ;
- 3) оборудовать устье скважины полным комплектом фонтанной арматуры крестового или тройникового типа и привести его в рабочее состояние;
- 4) на верхней рабочей струне фонтанной арматуры установить штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения избыточной депрессии на пласт или избыточного противодействия в период работы скважины для ее очистки;
- 5) обязать со скважиной цементирующий агрегат и компрессор.

Схема однорядного лифта при аэрации показана на рис. 7.8.

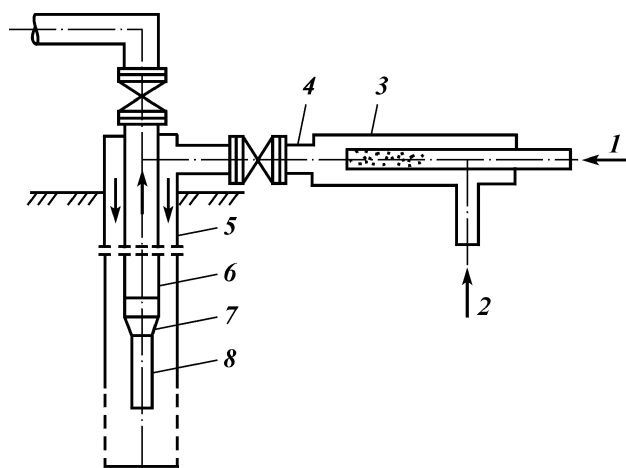


Рис. 7.8. Схема однорядного лифта при аэрации:

1, 2 — линия подачи соответственно газа и жидкости; 3 — смеситель; 4 — задвижка; 5 — обсадная колонна; 6, 8 — НКТ; 7 — переводник

Сжатый воздух, подаваемый компрессором (или газ из газопровода высокого давления), смешивается с водой в аэраторе (рис. 7.9), опрессованном давлением 15 МПа.

Для успешного создания аэрации подбирают такое соот-

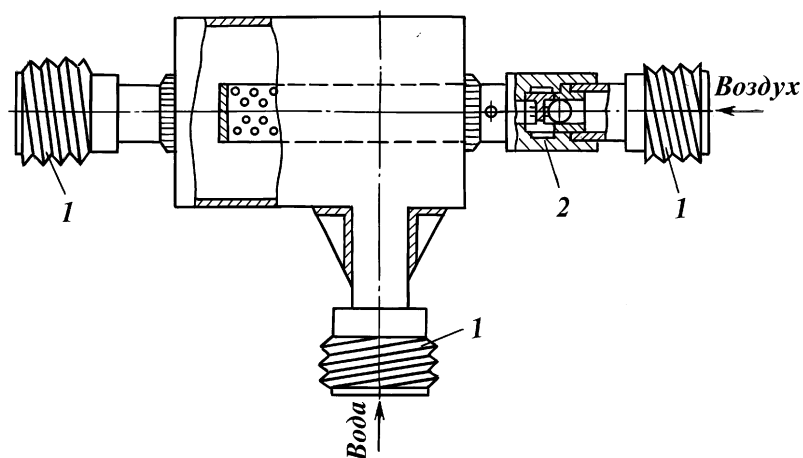


Рис. 7.9. Аэратор:

1 — гайка быстрого соединения; 2 — расходомер воздуха

ношение между количеством подаваемой в единицу времени жидкости и сжатого воздуха (газа), чтобы обеспечить движение пузырьков до башмака НКТ без образования "воздушной подушки".

С целью контроля за качественным проведением аэрации на нагнетательной линии должен устанавливаться расходомер воздуха (или газа). При подаче воды необходимо, чтобы скорость нисходящего потока смеси была больше скорости всплытия пузырьков воздуха. Последняя принимается в пределах 0,15–0,30 м/с. Если это условие не выполняется, то пузырьки воздуха будут всплывать, образуя "воздушную подушку" в затрубном пространстве, что приведет к срыву процесса аэрации.

Кроме того, необходимо следить, чтобы давление на преодоление гидравлических потерь и разницы плотности жидкости (смеси) в трубах и затрубном пространстве в сумме не превышало максимального давления, разиваемого компрессором.

Практически процесс аэрации необходимо начинать при подаче воды 4,5–5,5 л/с (в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и НКТ диаметром 73×60 мм) и при подаче воздуха 120–130 л/с (7,5 м³/мин) компрессором УКП-80.

Процесс аэрации всегда надо начинать при заполненной жидкостью скважине. Если уровень жидкости в скважине был снижен при помощи какого-либо метода, а приток не получен, то перед аэрацией скважину опять необходимо заполнить жидкостью.

Сначала в работу включают цементиоровочный (промысловый) агрегат для определения давления в нагнетательной линии при оптимальной подаче жидкости. Это давление не должно превышать 4,0–4,5 МПа. Потом подключают компрессор и давление в нагнетательной линии возрастает (приблизительно на 10–15 МПа за счет увеличения скорости потока). С этого момента начинается первый этап аэрации. По мере нагнетания воды и воздуха давление в затрубном пространстве постепенно возрастает, достигая определенного значения, и некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси плотность жидкости в НКТ в начальный период превышает плотность смеси в кольцевом пространстве, вследствие чего создается дополнительное давление. Когда азрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь НКТ, разница в плотностях постепенно исчезает.

ет, а давление опять падает. Если во время закачки аэрированной жидкости давление на нагнетательной линии начнет превышать рабочее давление компрессора (газа в коллекторе), то необходимо увеличить подачу жидкости или на некоторое время отключить компрессор (закрыть газ).

Воздух (газ) из смеси попадает в НКТ и вызывает выброс жидкости. Плотность смеси в трубах постепенно уменьшается, и давление в нагнетательной линии падает. С момента начала падения давления уменьшают подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а потом его останавливают, оставляя работать компрессор.

Для контроля за увеличением депрессии необходимо измерять количество вытесненной из скважины жидкости объемным или другим способом.

В момент снижения давления в затрубном пространстве пласт может начать работать. Это становится заметно по повышению давления на буфере и в затрубном пространстве.

При работе пласта скважину переключают на запасную линию или через тройник на ней для отработывания, после чего струю направляют на рабочую линию через штуцер.

При отсутствии притока из скважины в момент первого падения давления процесс аэрации продолжают.

7.3.9. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Нефтеносные пласты встречаются на большой глубине, но с пластовым давлением ниже гидростатического на 14–15 МПа. В таких скважинах уровень жидкости устанавливается значительно ниже устья. Вызвать приток из такого пласта обычным методом очень трудно, а иногда и невозможно. Во время работы компрессора, например, создается дополнительное противодействие на пласт, вследствие чего поглощается жидкость, уровень ее в обсадной колонне снижается, и компрессор работает, не выполняя своей роли.

Естественно, что чем ниже уровень жидкости в скважине, тем труднее дренировать пласт и получать из него устойчивый приток флюида. Для вызова притока из пласта с низким пластовым давлением необходимо применять особенные технологические приемы, при которых повышение уровня в скважине не вызовет повышения давления на забой.

Рассмотрим технологическую схему вызова притока и

дренирования пласта при испытании глубокой скважины с низким пластовым давлением и хорошей проницаемостью пласта. В этом случае вызов притока из пласта осуществляется с подачей воздуха в скважину по схеме обратной и прямой промывки.

В первом случае (рис. 7.10, I) предусмотрено использование пакера. Порядок проведения процесса при этом следующий: в скважину на НКТ 1 спускают пакер 5, который устанавли-

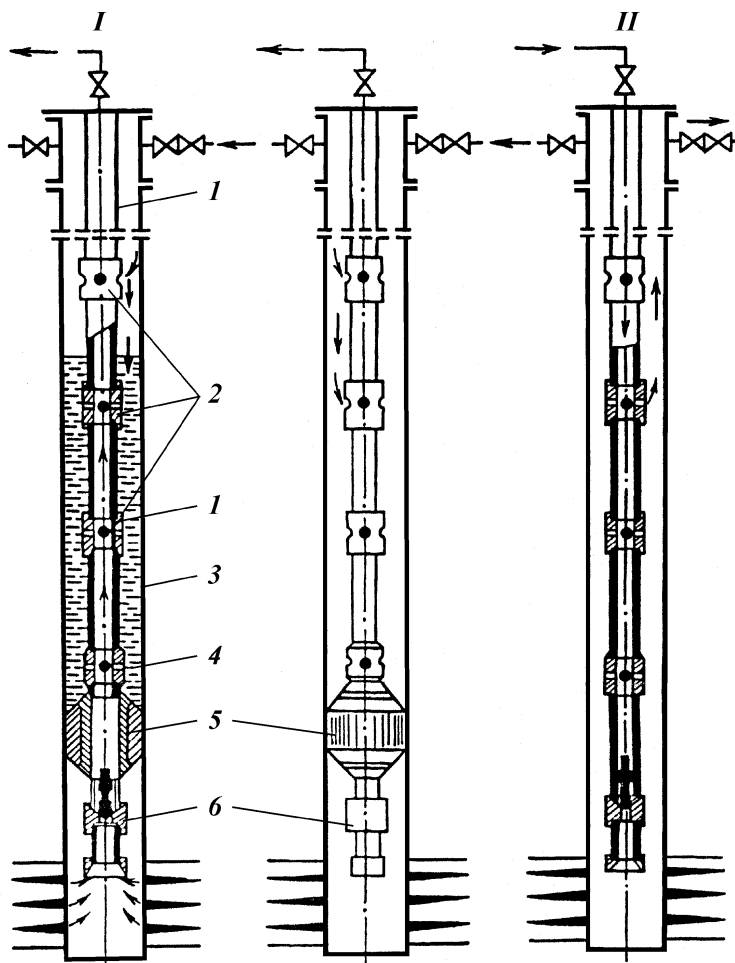


Рис. 7.10. Технологическая схема вызова притока

вают в эксплуатационной колонне 3 над кровлей пласта. Глубину установки пакера определяют исходя из прочности эксплуатационной колонны с учетом возможного полного опорожнения подпакерной зоны. Ниже пакера монтируют хвостовик с НКТ длиной 40–50 м с обратным клапаном 6 от электроцентробежного насоса ЭЦН-5 с диаметром проходного отверстия 40 мм. Над пакером размещают пропускной патрубком 4 длиной 0,5 м с тремя отверстиями диаметром 15 мм (или обратный игольчатый клапан). На НКТ на расчетных глубинах устанавливают пусковые муфты 2 с отверстиями диаметром 2 мм или клапанами.

Пакер вместе с прямооточным клапаном и обратным клапаном от ЭЦН-5 разъединяет затрубное пространство и призабойную зону так, что жидкость, вытесняемая воздухом из межтрубного пространства, не может попасть в пласт, а поступает в НКТ, где и аэрируется. В момент, когда давление над обратным клапаном от ЭЦН-5 становится ниже давления под ним, клапан открывается и пластовая жидкость входит в НКТ, а потом, смешиваясь со струей воздуха, поступающего сквозь пусковые муфты (клапаны), выбрасывается на поверхность. После очистки перфорационных каналов и улучшения проницаемости призабойной зоны скважина начинает работать.

Второй схемой (рис. 7.10, II) предусмотрено закачивание воздуха в НКТ. В этой схеме отсутствует пакер, низ труб оборудуется игольчатым обратным клапаном, а на расчетных глубинах устанавливаются пусковые муфты или клапаны.

Воздух от компрессора, подаваемый в насосно-компрессорные трубы, вытесняет жидкость из них сквозь отверстия или клапаны в затрубное пространство, но при этом давление нагнетания не передается на пласт. Вследствие большой разности объемов труб и затрубного пространства уровень жидкости в затрубном пространстве незначительно поднимается, поэтому поглощение не возникает. Как только к первой пусковой муфте (клапану) подойдет воздух и войдет в затрубное пространство, в нем начинается аэрация жидкости, что приводит к уменьшению давления на пласт.

7.3.10. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕН

Сущность вызова притока флюида из продуктивного пласта состоит в замене имеющейся в скважине жидкости (после перфорации) на двухфазную пену. В качест-

ве жидкости могут быть использованы буровые растворы или вода. Однако применение пен может быть излишним, если приток флюида из пласта происходит при замене бурового раствора на воду.

Вызов притока жидкости и газа может осуществляться двумя способами:

- с применением двухфазной пены;

- с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен.

Наличие ПАВ в жидкости (воде) резко снижает скорость всплывания пузырька газа, увеличивает прочность оболочек пузырьков, способствует образованию более мелких пузырьков газа, препятствует коалесценции — слиянию отдельных мелких пузырьков газа с образованием более крупных.

Действие ПАВ на скорость движения пузырьков, по А.Н. Фрумкину, сводится к следующему. Молекулы ПАВ, адсорбировавшиеся на поверхности пузырьков, при движении последних в жидкости сносятся течением к "кормовой" части пузырька. Вследствие накопления ПАВ на "корме" пузырька там снижается поверхностное натяжение. Таким образом, поверхностное натяжение в верхней части пузырька станет больше, чем в нижней. Вдоль поверхности пузырька начнут действовать силы, стремящиеся выровнять поверхностное натяжение и предотвратить дальнейший снос молекул ПАВ в "кормовую" часть пузырька. Эти силы тормозят движение молекул ПАВ по поверхности пузырька, снижая подвижность его поверхности.

По исследованиям ВНИИ, при диаметре пузырька 1,2 мм скорость его всплывания в дистиллированной воде составляет 30 см/с, а в 1%-ном растворе ПАВ (сульфонол, ДСРАС) скорость снижается до 8 см/с, т.е. почти в 4 раза. С увеличением диаметра пузырька до 4–5 мм эффект снижения скорости всплывания несколько уменьшается. Однако и в этом случае скорость всплывания пузырька в растворе ПАВ намного меньше, чем в чистой воде. Было установлено, что в области значений числа Рейнольдса $1 < Re < 200$ скорость всплывания пузырька газа в растворах ПАВ и стабилизаторов (КМЦ и ЭСЦ) прямо пропорциональна диаметру пузырька и обратно пропорциональна корню квадратному из вязкости раствора.

Переходя от рассмотрения свободного всплывания единичных пузырьков к групповому поднятию пузырьков в скважине на большие расстояния, необходимо учитывать

следующие моменты, которые усложняют происходящие явления:

пузырьки по мере всплывания увеличиваются в объеме вследствие уменьшения гидростатического давления среды;

пузырьки всплывают в "стесненных" условиях группами, замедляя свое движение;

всплывание пузырьков происходит не в спокойной жидкости, а в движущихся в разных направлениях потоках.

Таким образом, ПАВ в объеме аэрированной воды в стволе скважины снижает скорость подъема воздушных пузырьков за счет тормозящего действия на разделение жидкостей — воздух вследствие адсорбции ПАВ на поверхности пузырька и предохраняет пузырьки от коалесценции. В результате пузырьки воздуха более равномерно распределяются в стволе скважины, увеличивается полезная работа, выполняемая каждым пузырьком, и уменьшаются потери на относительное движение.

Плотность пены является одной из важнейших физических характеристик пенной системы, определяющей, в частности, статическое давление столба пены в скважине. Плотность пены ρ_{Π} зависит от плотностей пенообразующего раствора $\rho_{\text{ж}}$ и воздуха $\rho_{\text{г}}$ и истинного газосодержания φ :

$$\rho_{\Pi} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \rho_{\text{г}}\varphi. \quad (7.26)$$

В силу сжимаемости газовой фазы плотность пены зависит от давления. Если принять, что газ следует закону Бойля — Мариотта, т.е.

$$\rho_{\text{г}}^0 = \rho_{\Pi} \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T}, \quad (7.27)$$

где $\rho_{\text{г}}^0$ — плотность газа при нормальных давлении p_0 и температуре T_0 ; p — давление столба пены в скважине; T — температура в скважине, то

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \varphi \rho_{\text{г}}^0 \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T}. \quad (7.28)$$

При отсутствии относительного движения фаз истинное газосодержание равно расходному газосодержанию β (отношение расхода газа $Q_{\text{г}}$ к расходу смеси $(Q_{\text{ж}} + Q_{\text{г}})$). Тогда плотность пены

$$\rho_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{ж}} + \alpha \rho_{\text{г}}^0}{1 + \alpha \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T}}, \quad (7.29)$$

где α — степень аэрации (отношение расхода газа при нормальных давлении и температуре Q_r к расходу жидкости $Q_{ж}$).

При движении газожидкостной смеси по вертикальной трубе (в скважине) наблюдается проскальзывание газа относительно жидкости. Вследствие этого в восходящем потоке фактическая плотность смеси превышает плотность, рассчитанную по формуле (7.33) без учета проскальзывания; в нисходящем потоке — обратное соотношение.

Проскальзывание воздуха относительно жидкости в двухфазной пене, даже не стабилизированной специальными стабилизаторами, невелико. При сравнении истинного и расходного газосодержаний для двухфазной пены отмечено, что истинное газосодержание не более чем на 5 % меньше расходного (в восходящем потоке). Для водовоздушной смеси эта разница составляет более 20 %.

В табл. 7.5 приведены сравнительные данные для случая циркуляции пены при $Q_{ж} = 3$ л/с и $\alpha = 40$. Полученные результаты аналогичны данным опытов на вертикальном стенде. При небольших давлениях (малой глубине) фактическая и расчетная плотности почти совпадают, при больших давлениях имеется небольшая разница, причем измеренная плотность меньше расчетной, как это и должно быть для нисходящего потока. Сравнение истинного и расходного газосодержания и в этом случае показывает, что для двухфазной пены разница между φ и β не превышает 5 %. Таким образом, для восходящего и нисходящего течения двухфазной пены можно принять

$$\varphi = (1 \pm K)\beta, \quad (7.30)$$

где K — коэффициент проскальзывания, равный 0,05 (знак минус относится к случаю восходящего потока, плюс — нисходящего).

Таблица 7.5

Плотность пены по глубине скважины

Глубина, м	Плотность пены, г/см ³	
	измеренная	рассчитанная
200	0,27	0,26
400	0,32	0,31
600	0,36	0,37
800	0,41	0,43
1000	0,47	0,49
1200	0,52	0,55
1400	0,56	0,61

Для этого буровой раствор в скважине заменяют на водный раствор ПАВ. Концентрацию ПАВ (ОП-10, сульфолон, ДС-РАС и др.) принимают в пределах 0,1–0,2 % (по активному веществу). Во избежание контакта больших объемов бурового раствора с вскрытой перфорацией толщиной продуктивного пласта замену бурового раствора на водный раствор осуществляют прямой промывкой. Водный раствор закачивают в НКТ, буровой раствор вытесняют через затрубное пространство. После этого приступают к замене водного раствора ПАВ на двухфазную пену. Как правило, такая замена проводится при обратной промывке, т.е. пена закачивается в затрубное пространство, водный раствор ПАВ вытесняется из скважины по НКТ. Вытесняемый водный раствор ПАВ в дальнейшем используют для образования пены. Однако во избежание контакта большого количества водного раствора ПАВ со вскрытой толщиной пласта, как и при замене бурового раствора водным раствором ПАВ, применяют следующий технологический прием.

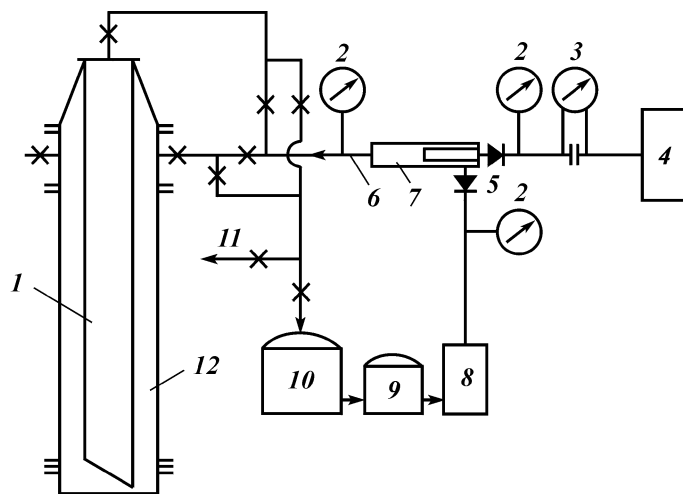


Рис. 7.11. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной

Сначала водный раствор ПАВ можно заменить на двухфазную пену с малой степенью аэрации (например, $\alpha = 5+10$) при прямой промывке до полного удаления из скважины водного раствора ПАВ, а затем приступить к дальнейшим работам по снижению забойного давления путем замены в скважине пены с меньшей степенью аэрации (с большей плотностью) на пену с большей степенью аэрации (с меньшей плотностью). При этом нагнетание осуществляется в затрубное пространство, а вытеснение происходит по НКТ. Описанный технологический прием, т.е. предварительная замена водного раствора ПАВ на двухфазную пену с малой степенью аэрации, можно использовать в тех случаях, когда известно, что такая замена не вызовет притока жидкости и газа из пласта.

Очень важен пусковой момент, т.е. начало замены водного раствора ПАВ в скважине на двухфазную пену. Осуществляется это следующим образом. Из мерной емкости 9 (см. рис. 7.11) насосом 8 подают в аэратор 6 водный раствор ПАВ, который по линии 7 поступает в НКТ 1, а вытесняемая из скважины жидкость по затрубному пространству 12 направляется на дневную поверхность в емкость 10 или в другую емкость по линии 11. Расход жидкости при этом принимают равным 3–5 л/с. После появления циркуляции во внутреннюю перфорированную трубу аэратора 6 подают компрессором 4 сжатый воздух и по линии 7 в НКТ уже поступает пена, которая начинает вытеснять из скважины жидкость.

В аэратор сжатый воздух подают постепенно, плавно и малыми дозами.

Такой режим образования пены необходим для предотвращения появления в скважине воздушных пробок. Наличие воздушных пробок резко повышает давление, что может вызвать большие осложнения вплоть до выхода из строя компрессора и устьевое оборудование. При больших расходах воздуха в пусковой период возникает резкая пульсация давления, хорошо фиксируемая манометрами 2 и расходомером 3. Правильный режим подачи воздуха для образования пены в аэраторе характеризуется плавным изменением давления жидкости, а затем по мере проникновения пены в НКТ давление постепенно снижается и после полной замены жидкости пеной при данной степени аэрации становится постоянным. Во избежание попадания жидкости в компрессор и воздуха в насос на их нагнетательных линиях устанавливают обратные клапаны 5. Дальнейший режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены зависит от параметров применяемого компрессора.

Промысловая практика показывает, что при использовании компрессора У КП-80 для образования пены в течение 7–8 ч снижается забойное давление в скважине глубиной 5000–6000 м на значение, равное 80–85 % гидростатического. Поэтому нет смысла применять более мощные компрессоры для вызова притока жидкости и газа из пласта двухфазной пеной. Напротив, можно использовать и менее мощные компрессоры. Однако при этом продолжительность вызова притока будет больше. Таким образом, зная характеристику компрессора и задаваясь предельным давлением нагнетания, можно проектировать режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены.

При замене в скважине жидкости на двухфазную пену, а затем пены с большей плотностью на меньшую для постепенного снижения забойного давления необходимо прежде всего добиваться устранения пульсации давления. Достигается это путем постепенного и плавного снижения расхода жидкости. При необходимости расход жидкости можно довести до 0,5–0,3 л/с при сохранении подачи компрессора на неизменном уровне.

Таким путем можно добиться существенного снижения давления на забое скважины, соблюдая при этом режим вызова притока жидкости и газа из пласта — плавность и отсутствие пульсации давления. Это очень важно для предотвращения преждевременного прорыва подошвенной воды, нижних и верхних вод, расположенных над кровлей и в подошве продуктивного пласта.

Анализ промысловой практики показывает, что применение пенных систем для вызова притока жидкости и газа из пласта является прогрессивным способом, отвечающим современным требованиям технологии освоения разведочных и добывающих скважин.

Способ освоения скважины с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен предназначен для вызова притока жидкости и газа из пласта в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, для периодической очистки призабойной зоны пласта от колюматизирующих веществ в эксплуатирующихся скважинах, а также для освоения скважин после производства в них ремонтных работ. В целях повышения эффективности удаления колюматизирующего пласта материала в процессе вызова притока пластового флюида пенообразующий массовый состав должен содержать компоненты (в %), представленные ниже:

Сульфолон (ОП-10)	2 (2)
Едкий натр	4 (3)
Нефть	0,04 (0,04)
Этиленгликоль	3 (10)
Пресная вода	Остальное

Сущность технологии очистки призабойной зоны пласта состоит в том, чтобы в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, до вызова притока очистить пласт от твердой и жидкой фаз бурового раствора. В добывающих скважинах, находящихся длительное время в эксплуатации, необходимо периодически очищать призабойную зону пласта от глинистых частиц, асфальтосмолистых веществ, парафина и т.д. Кроме того, призабойную зону как в новых, так и в старых скважинах следует очищать от воды, проникшей в низкопроницаемые зоны продуктивной толщи.

Одним из важных условий повышения эффективности проводимого процесса является сохранение в неизменном состоянии полученной на поверхности пены в процессе ее нагнетания в скважину и последующего продавливания в пласт. Для выполнения этого используют буферные жидкости (нижняя и верхняя), в качестве которых применяется пенообразующий раствор.

Последовательность операций перед вызовом притока с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен следующая:

1. Имеющуюся в стволе скважины жидкость после перфорации колонны заменяют на водный раствор ПАВ с концентрацией 0,1—0,2 % (по активному веществу). Замену осуществляют прямой промывкой. Нагнетание водного раствора ПАВ в НКТ обеспечивает контакт минимального количества жидкости со вскрытой толщиной пласта.

2. После полной замены жидкости на водный раствор ПАВ в НКТ нагнетают 1—2 м³ пенообразующего раствора, затем закачивают пену и поверх пены вновь нагнетают 1—2 м³ пенообразующего раствора. Таким образом, пена движется в НКТ, находясь между двумя буферными жидкостями.

3. Задвижку в затрубном пространстве закрывают только тогда, когда половина нижней буферной жидкости окажется в затрубном пространстве. После этого начинается продавливание в пласт находящейся в НКТ второй половины нижней буферной жидкости, заданного объема пены и всего объема верхней буферной жидкости водным раствором ПАВ концентрацией 0,1—0,2 %.

4. Объемы нижней и верхней буферных жидкостей

(пенообразующей раствор, из которого образуют пену для нагнетания в пласт) в каждом конкретном случае определяют опытным путем.

5. Поскольку освоение скважин обычно проводят компрессорами УКП-80, то объем нагнетаемой в пласт пены для его очистки и степень аэрации определяют в зависимости от приемистости ПЗП, значения пластового давления и состояния эксплуатационной колонны. Степень аэрации может колебаться в пределах 0,5–2,0 в пластовых условиях, а объем пены в пересчете на пенообразующий раствор составит 3–10 м³.

6. После нагнетания в пласт пены и буферных жидкостей скважину оставляют под давлением в течение 1–3 ч.

7. По истечении указанного времени приступают к работам по вызову притока жидкости и газа из пласта.

Последовательность работ по вызову притока двухфазной пеной следующая:

1. Постепенно снижают давление, открыв задвижку на устье скважины, и одновременно нагнетают в затрубное пространство двухфазную пену (концентрация ПАВ 0,1–0,2 % по массе активного вещества) для последующей полной замены на нее всей находящейся в стволе скважины жидкости.

2. Во избежание образования в кольцевом пространстве воздушных пробок в кольцевое пространство сначала нагнетают раствор ПАВ при расходе жидкости не более 3 л/с и одновременно подают через аэратор небольшое количество воздуха, постепенно увеличивая его расход до полной подачи компрессора. Отсутствие пульсации после аэратора будет свидетельствовать о равномерности смешивания водного раствора ПАВ с воздухом и образовании двухфазной пены.

3. Для дальнейшего уменьшения забойного давления постепенно снижают расход водного раствора ПАВ при постоянной подаче компрессора, т.е. увеличивая степень аэрации, что приводит к уменьшению плотности пены в стволе скважины.

Эта операция продолжается до получения полного притока нефти и газа из пласта. В процессе этих работ по мере снижения забойного давления ПЗП будет очищаться от загрязняющих пласт веществ. При необходимости повторной очистки ПЗП следует до вызова полного притока повторить нагнетания пены специального состава (ПАВ + едкий натр + + нефть + этиленгликоль).

Использование пен при освоении скважин имеет ряд преимуществ:

соблюдаются благоприятные условия для плавного вызова притока флюида из пласта, так как в результате изменения степени аэрации удастся в широком диапазоне регулировать плотность пены и создавать необходимое значение депрессии на пласт;

в связи с плавным изменением депрессии исключается возможность разрушения пород призабойной зоны, цементного кольца и эксплуатационной колонны;

устраняются почти полностью проникновение воды в пласт и ухудшение фильтрационной характеристики призабойной зоны;

предотвращается возможность образования взрывов с разрушением наземного и подземного оборудования, что может быть при освоении скважины с использованием воздуха.

Технология освоения скважин с применением пен в зависимости от пластового давления делится в основном на три категории:

первая

$$p_{\text{пл}} = (0,8 \div 1,0) p_{\text{г}};$$

вторая

$$p_{\text{пл}} = (0,5 \div 0,7) p_{\text{г}};$$

третья

$$p_{\text{пл}} = (0,1 \div 0,4) p_{\text{г}};$$

где $p_{\text{пл}}$ — давление пластовое; $p_{\text{г}}$ — давление гидростатическое.

Для создания щадящих условий депрессии на пласт, в зависимости от значения пластового давления, в каждом конкретном случае освоение скважины с точки зрения циркуляции в ней пены осуществляется по одному из двух вариантов.

При первом варианте с пластовым давлением первой и второй категорий схема циркуляции следующая. Замена столба жидкости в скважине пеной большой плотности проводится с малой степенью аэрации при прямом способе циркуляции (пену закачивают через НКТ, а жидкость вытесняется на поверхность через кольцевое пространство). После замены жидкости пеной приступают к вызову притока, используя пену с меньшей плотностью; циркуляцию при этом осуществляют обратным способом — вытесняющую пену закачивают в кольцевое пространство, а вытесняемую удаляют из скважины через НКТ.

Второй вариант освоения скважины с низким пластовым давлением (третья категория) заключается в том, что циркуляция пены производится сразу обратным способом (закачка пены осуществляется в кольцевое пространство), а вытеснение жидкости и пены из скважины — через НКТ.

Плотность пены зависит от плотностей пенообразующего раствора и воздуха, истинного газосодержания φ и определяется при атмосферном давлении по формуле

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \varphi \rho_{\text{г}}^0 \frac{T_0}{T}, \quad (7.31)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность пены, кг/м³; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность пенообразующего раствора, кг/м³; $\rho_{\text{г}}^0$ — плотность газа при нормальном давлении p_0 и температуре T_0 , кг/м³; φ — газосодержание, кг/м³; T — температура окружающей среды, °C.

Так как плотность двухфазной пены можно регулировать в пределах от 900 до 100 кг/м³, что достигается постепенным увеличением газосодержания, то вызов притока из пласта можно осуществлять плавно.

Скважины глубиной до 3000 м рекомендуется осваивать при расходе пенообразующего раствора 3–5 л/с, а глубже 3000 м — при расходе 2–6 л/с. При освоении скважин глубиной 5000–6000 м рекомендуется использовать компрессо-

Таблица 7.6

Расход газа (воздуха) $Q_{\text{в}}$ при определенных значениях расхода жидкости $Q_{\text{ж}}$ и степени аэрации α

Степень аэрации α	Расход жидкости $Q_{\text{ж}}$									
	2/0,12	3/0,18	4/0,24	5/0,30	6/0,36	7/0,42	8/0,48	9/0,54	10/0,60	
5	10/0,6	15/0,9	20/1,2	25/1,5	30/1,8	35/2,1	40/2,4	45/2,7	50/3,0	
10	20/1,2	30/1,8	40/2,4	50/3,0	60/3,6	70/4,2	80/4,8	90/5,4	100/6,0	
20	40/2,4	60/3,6	80/4,8	100/6,0	120/7,2	140/8,4	160/9,6	180/10,8	200/12,0	
30	60/3,6	90/5,4	120/7,2	150/9,0	180/10,8	210/12,6	240/14,4	240/16,2	300/18,0	
40	80/4,8	120/7,2	160/9,6	200/12,0	240/14,4	280/16,8	220/19,2			
50	100/6,0	150/9,0	200/12,0	250/15,0	300/18,0					
60	120/7,2	180/10,8	240/14,4	300/18,0						
70	140/8,4	210/16,8	280/16,8							
80	160/9,6	240/14,4								
90	180/10,8	270/16,2								
100	200/12,0	300/18,0								
110	220/13,2									
120	240/14,4									

П р и м е ч а н и е. В числителе приведены значения в л/с, в знаменателе — в м³/мин.

ры, по технической характеристике обеспечивающие давление 8–12 МПа и подачу воздуха 8–16 м³/мин.

Процесс постепенного повышения степени аэрации при постоянном расходе пенообразующего раствора должен быть прекращен после достижения заданного забойного давления

$$p = p_1 - p_2,$$

где p_1 — текущее забойное давление в процессе освоения скважины; p_2 — значение снижения забойного давления после остановки насоса и компрессора вследствие самоизлива пены при данной степени аэрации.

К параметрам режима освоения относятся: степень аэрации — 5, 10, 20, 40, 60, 80, 120; расход сжатого воздуха — 8–16 м³/мин; плотность пены — 900–100 кг/м³; забойное допу-

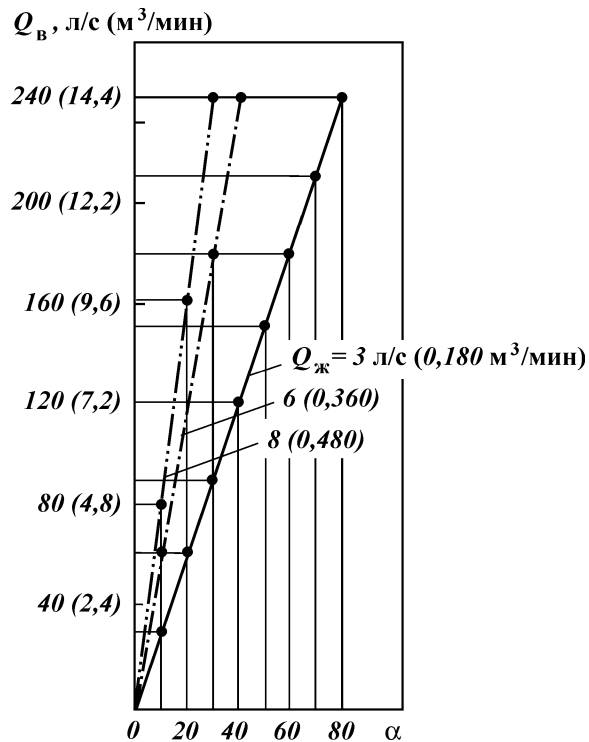


Рис. 7.12. Зависимость степени аэрации α от расхода воздуха $Q_{\text{в}}$ при постоянном расходе жидкости $Q_{\text{ж}}$

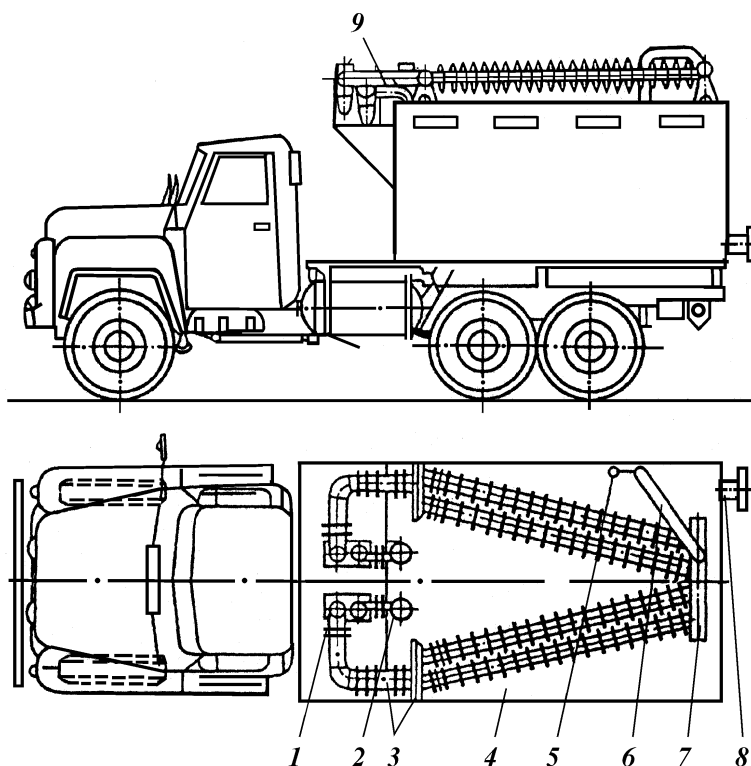


Рис. 7.13. Оборудование для очистки, охлаждения и закачки выхлопных газов в скважину компрессором СД9/101:

1 – циклонные сепараторы; 2 – выхлопной коллектор дизель-мотора В-2; 3 – термоэкранные трубопроводы; 4 – компрессор СД9/101; 5 – термометр; 6 – всасывающий коллектор компрессора СД9/101; 7 – адсорбер; 8 – нагнетательная линия; 9 – отбор выхлопных газов из коллектора дизель-мотора

стимое давление $(p_{\text{пл}} + x)$, МПа, где x – расчетное значение, равное $(0,1 \div 0,2)p_{\text{пл}}$.

Основным параметром освоения скважины является забойное давление. Оно получается расчетным путем или задается.

Отличительная особенность освоения скважины второй категории от первой заключается в том, что в начальный период освоения, когда в НКТ нагнетается пена для вытеснения жидкости из скважины, степень аэрации принимается значительно выше. Она должна иметь такое значение, чтобы за время замены столба жидкости в скважине пеной при пря-

мой схеме циркуляции забойное давление было бы на уровне пластового.

Вызов притока газа в скважинах третьей категории производится с самого начала путем нагнетания двухфазной пены в кольцевое пространство с малым расходом жидкости (3–5 л/с) с постепенным повышением степени аэрации вплоть до фонтанирования скважины.

В табл. 7.6 приведены данные о расходе газа (воздуха) Q_v при определенном расходе жидкости $Q_{ж}$ и принятой степени аэрации α . На рис. 7.12 приведен график зависимости степени аэрации α от расхода воздуха при постоянном расходе жидкости $Q_{ж}$.

СевКавНИПИгазом разработана технология освоения скважин с использованием инертных выхлопных газов по замкнутому циклу дизель-мотор — компрессор — скважина, которая может быть рекомендована в нефтегазовой отрасли. Выхлопные газы дизель-мотора содержат в газообразном состоянии 80 % азота, до 10 % оксидов углерода, до 3 % оксида и диоксида азота, 3–4 % бензопирена и около 2 % остаточного после окисления топлива кислорода.

На рис. 7.13 показано оборудование для очистки, охлаждения и закачки выхлопных газов в скважину компрессором СД9/101.

Технология гарантирует безопасные условия освоения скважин и эффективность процесса.

7.3.11. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ

Эта технология используется при вызове притока в разведочных и эксплуатационных скважинах, пластовое давление которых равно гидростатическому или меньше его. Суть технологии заключается в приготовлении двухфазных пен, заполнении ими скважины и замене ими воды, за счет чего создается необходимое значение депрессии.

Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать компрессоры пневматической системы буровых установок как источник сжатого воздуха. Могут использоваться и передвижные компрессоры высокого давления. Основные факторы, обеспечивающие условия взрывобезопасности при освоении скважин при помощи этого технологического процесса по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом, следующие:

уменьшение вероятности внутрискважинного горения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

использование сжатого воздуха низкого давления.

Для освоения скважины необходимо следующее оборудование (устье скважины оборудуется согласно проекту на ее сооружение):

передвижной компрессор (УКП-80, КПУ16/100 и др.) или компрессоры пневматической системы буровой установки (КТ-6, КТ-7, КСЕ-5М);

цементировочный агрегат ЦА-320М с диаметром цилиндрических втулок не более 115 мм;

дополнительный цементировочный агрегат ЦА-320М для подачи воды (при отсутствии действующего водонапорного водопровода);

в зимний период при отсутствии котельной установки промысловая паровая передвижная установка ППУА-1200/100;

манометр показывающий класса 2,5 с границей измерений до 40 МПа;

эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-1; в случае использования передвижных компрессоров эжектор должен быть укомплектован насадкой с диаметром выходного отверстия 5,6 мм, камерой смешения с диаметром цилиндрической части 10 мм (расстояние между ними 10 мм).

Для приготовления пенообразующих жидкостей необходимо использовать следующие материалы: техническую воду; поверхностно-активные вещества (ПАВ) — сульфонол по ТУ 6-01-862—73; ОП-7, ОП-10 по ГОСТ 8433—81 и др.

Перед проведением процесса вызова притока следует спустить в скважину лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5—10 м выше интервала перфорации.

Перед началом процесса вызова притока устье скважины должно быть оборудовано трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечить возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременно выброс жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность совершения самовсплыва пены из межтрубного и трубного пространства одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при проведении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки изображена на рис. 7.14.

Обвязку эжектора следует совершать таким образом, что-

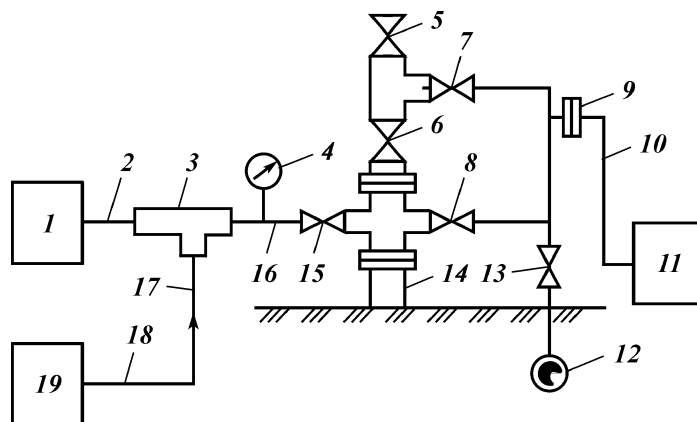


Рис. 7.14. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины:
 1 — цементируочный агрегат; 2 — линия для подачи пенообразующей жидкости; 3 — эжектор; 4 — манометр; 5–8, 13, 15 — задвижки; 9 — заглушка; 10 — выброс пены; 11 — накопительная емкость; 12 — нефтепромысловый коллектор; 14 — эксплуатационная колонна; 16 — пенопровод; 17 — обратный клапан эжектора; 18 — воздухопровод; 19 — компрессор

бы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

Подведение сжатого воздуха к эжектору при использовании компрессоров буровой установки следует выполнять при помощи резинового шланга с внутренним диаметром не менее 25 мм или на быстро разборном трубопроводе с НКТ.

При кустовом бурении подвод воздушной линии от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно выполнить заранее в период их обвязывания с коллектором. Конец воздухопровода следует подвести к центру группы скважин и оборудовать его запорным вентилем.

Подготовка пенообразующей жидкости для двухфазной пены может быть выполнена непосредственно в процессе закачивания пены в скважину. При этом очередная порция ПАВ в воде растворяется в свободном отсеке мерной емкости цементируочного агрегата. На 1 м³ воды необходимо вводить от 1 до 3 кг (в перечислении на активное вещество) сульфанола, ОП-3, ОП-10 или других ПАВ. Количество добавки ПАВ к воде зависит от ее солевой концентрации, качества ПАВ и уточняется экспериментальным путем в лабораторных условиях по методике ВНИИ (Е.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева, 1980). Данной методикой определяется зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ.

Не допускается попадание в растворы ПАВ и пенообразующей жидкости: нефти, масла, дизельного топлива.

Параметры вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают исходя из необходимости создания требуемого значения снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Создание необходимого снижения давления на забое p_3 при проведении работ регламентируется инструкцией б. ВНИИКРнефти (1988 г.).

При использовании в качестве источника сжатого газа передвижных компрессоров в зависимости от значения p_3 может быть выполнен полный цикл закачивания пены с выходом ее на устье через трубное пространство с последующим самоизливом или частичный цикл с последующим самоизливом. В последнем случае пена закачивается на необходимую глубину в межтрубное пространство, не доходя до башмака колонны НКТ.

В обоих случаях процесс закачивания пены выполняется при постоянной степени аэрации, чтобы обеспечить заранее определенное начальное значение давления пенообразующей жидкости p_3 , подаваемой в эжектор.

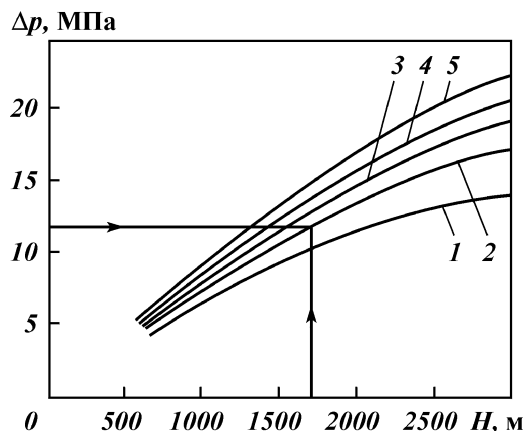
При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от значения p_3 может быть выполнен полный или частичный цикл закачивания пены в скважину с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом после каждого из них. В этом случае пена подается в скважину при сменной степени ее аэрации, а заданный режим работы эжектора обеспечивается созданием полного начального значения давления $p_ж$.

Для выбора $p_ж$ при использовании передвижных компрессоров необходимо по номограмме (рис. 7.15) определить степень аэрации, при которой для необходимой глубины спуска H лифтовых труб обеспечивается заданное значение Δp_3 , а позже по этой номограмме в зависимости от найденной степени аэрации и типа (марки) компрессора следует определить $p_ж$.

Если определенную по номограмме (см. рис. 7.15) степень аэрации из-за ее небольшого значения невозможно обеспечить при имеющемся компрессорном оборудовании, то необходимо выполнить частичный цикл закачивания пены.

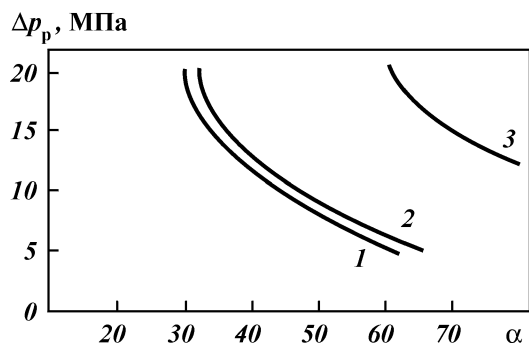
При проведении частичного цикла необходимо выбрать максимальное значение степени аэрации и соответствующее

Рис. 7.15. Номограмма для определения возможного снижения давления на забое скважины Δp при различных степенях аэрации: 1, 2, 3, 4, 5 — при степенях аэрации α соответственно 30, 40, 50, 60 и 70



ее значение для компрессора имеющегося типа (рис. 7.16). Потом по номограмме (рис. 7.17) следует определить глубину продавки h и относительный объем пенообразующей жидкости $V_{ж}/S$ (где $V_{ж}$ — объем пенообразующей жидкости, $м^3$; S — площадь поперечного сечения межтрубного пространства или колонны в зависимости от необходимого значения Δp и выбранной максимальной степени аэрации). По полученному значению $V_{ж}/S$ и площади S затрубного пространства определяется необходимый объем пенообразующей жидкости $V_{ж}$. Относительный объем пенообразующей жидкости $V_{ж}/S$ для проведения одного полного цикла определяется по номограмме (см. рис. 7.17). При этом за глубину продавки h принимается глубина спуска H лифтовых труб. По полученным значениям $V_{ж}/S$ и фактическому значению S колонны определяется необходимый объем пенообразующей жидкости.

Рис. 7.16. Номограмма для определения рабочего давления p_p эжектора при различных степенях аэрации α для различных компрессоров: 1 — УКП-80; 2 — СД9/101; 3 — КПУ-16/100



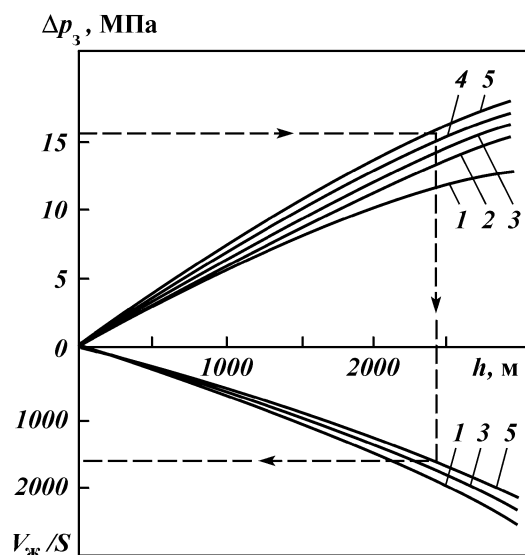


Рис. 7.17. Номограмма для определения глубины продавки h и относительного объема пенообразующей жидкости $V_{\text{ж}}/S$:
1, 2, 3, 4, 5 — при степенях аэрации α соответственно 30, 40, 50, 60 и 70

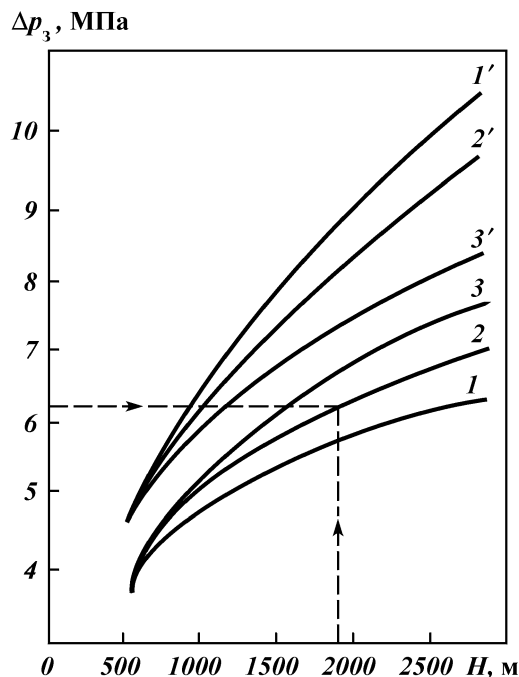
При использовании компрессоров буровой установки следует по заданному значению Δp_z установить необходимость проведения одного, двух или частичного циклов закачивания пены. Для этого по номограмме (рис. 7.18) необходимо провести до пересечения друг с другом перпендикуляр из точек на осях, соответствующих Δp_z и H . Если точка пересечения перпендикуляров находится в области, ограниченной кривыми 1 и 2, то следует совершить процесс за один цикл закачивания пены, а если точка находится в области, ограниченной кривыми 1 и 3, то за два цикла.

Если точка находится ниже кривой 1, следует совершить частичный цикл закачивания пены.

Если установлена необходимость проведения одного цикла циркуляции пен по номограмме (см. рис. 7.18) в зависимости от заданных значений Δp_z и H , то необходимо определить значение $p_{\text{ж}}$.

При необходимости проведения процесса в два цикла закачивания пены давление $p_{\text{ж}}$ в первом цикле устанавливается равным 15 МПа, а во втором цикле определяется из номограммы (см. рис. 7.18) в зависимости от Δp_z и H . При выполнении частичного цикла по заданному значению Δp_z по номограмме (см. рис. 7.17) определяются глубина продавливания пены h и соответствующее ей значение $V_{\text{ж}}/S$. При этом значение $p_{\text{ж}}$ принимается равным 15 МПа. По полученному зна-

Рис. 7.18. Номограмма для определения возможной депрессии при одно- либо двухцикло- вой закачке пены и при различном давлении пенообразующей жидкости на входе в эжектор: 1, 2, 3 и 1', 2', 3' — 10, 15, 20 МПа при одном и двух циклах соответственно



чению $V_{ж}/S$ и фактическому значению S межтрубного пространства определяется необходимый объем пенообразующей жидкости.

Относительный объем пенообразующей жидкости $V_{ж}/S$ для проведения одного цикла определяется по номограмме (см. рис. 7.17), при этом за глубину продавки h принимается глубина спуска лифтовых труб H , а значение $V_{ж}/S$ определяется по глубине продавки. По полученному значению $V_{ж}/S$ и фактическому значению S колонны определяется необходимый объем пенообразующей жидкости. При необходимости проведения второго цикла объем пенообразующей жидкости для него составляет 70 % от значения $V_{ж}$ для первого цикла.

После спуска НКТ, монтажа наземного оборудования, обвязки эжектора с компрессором и цементирующим агрегатом трубопроводное наземное оборудование должно быть опрессовано гидравлическим способом на давление 25 МПа. При этом предварительно отсоединяется воздухопровод от бокового патрубка эжектора.

Пневматическим способом опрессовывается выкидной воздухопровод на максимальное рабочее давление компрес-

сора, после чего открываются задвижки 15, 6, 7 и закрываются задвижки 8, 5, 13 (см. рис. 7.14).

При помощи насоса цементировочного агрегата пенообразующая жидкость подается в эжектор. Давление подачи пенообразующей жидкости в начале процесса закачивания пены в скважину при использовании компрессора буровой установки или передвижного компрессора определяется так, как это описано выше. После этого подается воздух в эжектор от компрессора. При использовании компрессоров буровой установки давление воздуха на входе в эжектор должно находиться в пределах от 0,7 до 0,8 МПа. При использовании передвижных компрессоров давление воздуха на входе в эжектор устанавливается произвольно в пределах от 1–2 МПа в начале процесса закачивания пены в скважину и до 2–6 МПа в конце процесса. Значение указанных давлений воздуха определяется значением давления закачивания жидкости и типами компрессоров.

После заполнения скважины пеной в расчетном объеме, а также после промывки скважины пеной (или при закачке пены в межтрубное пространство при частичном цикле) следует закрыть задвижку 15, открыть задвижку 8 и выполнить на протяжении не менее 1,5 ч самоизлив пены по трубопроводу 10 в накопительную емкость (см. рис. 7.14).

При наличии притока нефти или газа из трубного пространства закрывается задвижка 6 и после вытеснения пены из межтрубного пространства закрывается задвижка 8, отсоединяется трубопровод 10, устанавливается на место его подключения к устью скважины заглушка 9 и открываются задвижки 6, 7, 13, направляя продукцию скважины в коллектор. В случае применения передвижного компрессора при отсутствии притока нефти или газа после самоизлива пены на протяжении 1,5 ч необходимо продолжить ее самоизлив до его окончания.

В случае применения компрессоров буровой установки при отсутствии притока нефти и газа после выполнения первого цикла закачивания пены и ее самоизлива в течение 1,5 ч необходимо совершить второй цикл закачки и самоизлив пены до его окончания.

Если приток не получен, то скважину оставляют с открытыми задвижками на трубном и межтрубном пространстве в ожидании притока в течение 36 ч.

Если повторные промывки пеной не дают результата, то следует применять другие методы искусственного воздействия на призабойную зону для интенсификации притока.

Необходимо строго выполнять правила безопасного проведения работ.

Вызов притока из скважины следует проводить по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом управления буровых работ.

Работники и инженеры должны быть обучены правилам проведения работ при освоении скважин. Каждая смена производственного персонала должна быть проинструктирована о мерах безопасности при выполнении каждой конкретной операции.

При размещении в зоне скважины техники необходимо учитывать и направление ветра.

Расстояние между объектами должно быть следующим:

не менее 25 м от передвижной техники до устья скважины и приемной емкости;

не менее 10 м от компрессора до других агрегатов;

не менее расстояния, равного высоте вышки плюс 10 м, от культбудки до устья скважины.

Запрещается работа с эжектором без обратного клапана или с негерметичным обратным клапаном на боковом патрубке для подачи воздуха. При отрицательных температурах следует применять подогретую пенообразующую жидкость. Воздухопровод после сборки страхуется стальным тросом диаметром не менее 5 мм. Трос прикрепляется к воздухопроводу хомутами, размещенными на расстоянии 200 мм от его соединения. Концы троса крепятся к стационарным якорям.

Выкидную линию от скважины до приемной емкости собирают из НКТ с внутренним диаметром не менее 50 мм, надежно крепят ее возле устья, в местах поворотов и в приемной емкости при помощи стопорных или стационарных якорей, рассчитанных на разрывные усилия потока не менее 1 т.

При опрессовке обвязки все люди должны быть удалены из опасной зоны.

Во время всего процесса вызова притока на расстоянии не менее 25 м от устья скважины и от накопительной емкости запрещается проведение работ, не связанных с процессом освоения скважины, пользование открытым огнем, пребывание посторонних людей, наличие техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах.

Не допускается попадание пены в источники питьевой воды.

В период самоизлива пены и ожидания притока запрещается

ется оставлять скважину закрытой, чтобы не создать условия для образования сжатой взрывоопасной смеси при разрушении пены.

7.3.12. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКТОВ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Кроме основного своего предназначения — испытания перспективных объектов в поисковых скважинах — комплект испытательных инструментов (КИИ) используют для вызова притока из пластов малой продуктивности, очистки околоскважинной зоны пластов, оценки эффективности обработок пластов, испытания на герметичность цементных мостов и колонн и для решения других задач, связанных с созданием депрессии в ограниченном интервале ствола скважины, обсаженной колонной.

Пластоиспытатели позволяют создавать мгновенную высокую депрессию, что является благоприятным фактором для очистки призабойных зон пласта и вызова притока пластового флюида. При этом повышается эффективность результатов испытания (экономичность, объем и качество информации) и обеспечивается испытание объектов в скважинах с негерметичной колонной обсадных труб.

Пакер, испытатель пластов, запорный и поворотный клапаны и глубинные регистрирующие манометры обеспечивают выполнение процесса испытания. Остальные узлы КИИ служат для предупреждения возможных осложнений или аварий в скважине.

Пакер изолирует интервал испытания от остальной части скважины. Длину хвостовика (труб ниже пакера) выбирают такой, чтобы при спуске КИИ к забою пакер находился над объектом испытания. При передаче на пакер осевой сжимающей нагрузки его резиновый элемент деформируется, увеличивается в диаметре и перекрывает ствол скважины. Шток пакера снабжен каналом, постоянно открытым для прохода пластового флюида. Если приложить к пакеру осевую растягивающую нагрузку, то уплотняющий элемент пакера возвращается в исходное положение.

Испытатель пластов снабжен приемным и уравнивающим клапанами, сменным штуцером. Испытатель пластов устанавливается выше пакера. При спуске и подъеме КИИ пластоиспытатель растянут, его приемный клапан закрыт, поэтому не допускает поступления промывочной жидкости в трубы.

Уравнительный клапан пластоиспытателя открыт, и через него обеспечивается переток промывочной жидкости из-под пакера (при спуске) или под пакер (при подъеме КИИ) через фильтр, шток пакера, безопасный переводник и ясс. Наличие такого перетока снижает эффект поршневания при движении пакера в скважине.

После упора хвостовика на забой скважины и передачи на КИИ осевой сжимающей нагрузки происходит свободное сжатие пакера, пакерование ствола скважины и медленное сжатие пластоиспытателя. Во время этого процесса закрывается уравнительный клапан, а затем открывается приемный клапан пластоиспытателя, соединяя полости пустых или частично заполненных жидкостью труб над КИИ с подпакерным объемом скважины. Давление под пакером мгновенно уменьшается, и начинается приток из пласта.

По окончании испытания при натяжении инструмента пластоиспытатель растягивается, закрывается его приемный клапан, перекрывая полость труб над КИИ, после чего открывается уравнительный клапан, соединяя затрубное пространство над пакером с подпакерным пространством. Давление под пакером и над пакером выравнивается, и на пласт передается давление ствола промывочной жидкости в скважине.

Промышленность выпускает многоцикловые испытатели пластов, обладающие двух-, трех- и многоцикловыми запорно-поворотными клапанами (ЗПК). Последний предназначен для перекрытия полости труб по окончании притока с целью регистрации процесса восстановления забойного давления. Его устанавливают выше испытателя пластов и спускают открытым. В конце притока путем вращения труб над КИИ запорно-поворотный клапан закрывают и выдерживают в закрытом положении (для получения кривой восстановления давления). Продолжительность закрытого периода должна быть равной приблизительно половине времени притока, но не менее 20 мин.

В многоцикловых испытателях при последующем вращении труб клапан опять открывается и опять закрывается, повторяя многократный цикл испытания.

При испытании хвостовик может упираться (рис. 7.19) или не упираться на забой, когда в скважину спускают механический шлипсовый пакер, способный опираться на стенку обсадной колонны. При упоре на забой необходимо обратить внимание на качество моста, чтобы не вызвать проседание хвостовика в нем.

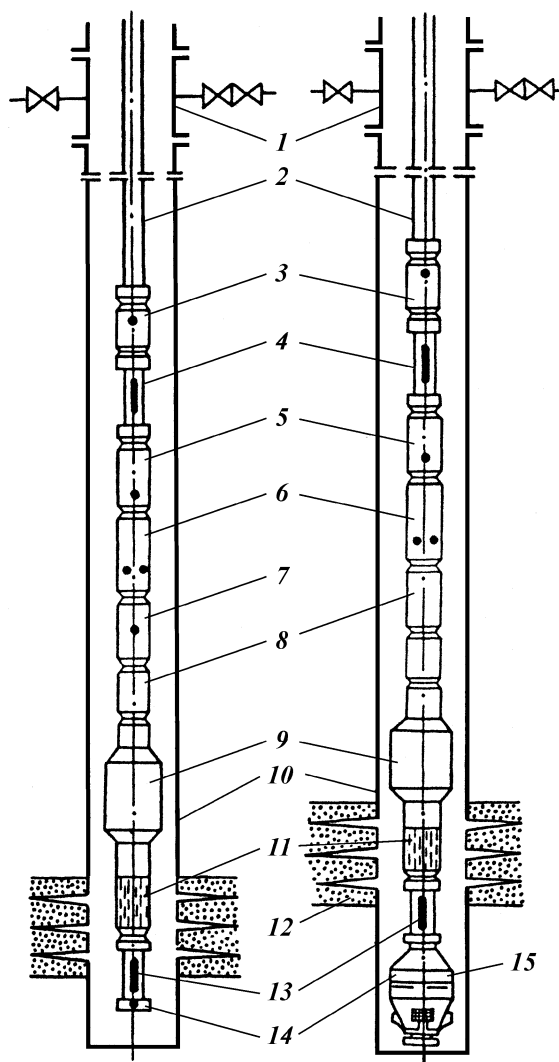


Рис. 7.19. Схема пакерования при работе с КИИ:

1 — колонная головка; 2 — НКТ; 3 — циркуляционный клапан; 4 — верхний манометр; 5 — запорно-оборотный клапан; 6 — испытатель пластов; 7 — ясс; 8 — пробоотборник; 9 — пакер; 10 — обсадная колонна; 11 — фильтр; 12 — пласт; 13 — манометр; 14 — опорная плита; 15 — башмак

Таблица 7.7

Техническая характеристика испытательных инструментов

Параметр	КИИ-65	КИИ-95(КИИ2А-95)	МИГ-80
Внешний диаметр, мм	65	95	80
Общая длина комплекта, м	20	21,6	23,4
Общая масса комплекта, кг	300	910	635
Типоразмер соединительных резьб	3—50	3—76	3—62
Допустимая нагрузка, кН:			
при сжатии	150	300	60
при растягивании	100	250	200
Допустимый крутящий момент, кН·м	4,0	6,0	5,4
Допустимое давление окружающей среды, МПа	80	80	45
Максимальная температура окружающей среды, °С:			
с обычной резиной	130	130	130
с термоустойчивой резиной	200	200	200
Диаметр резиновых элементов, мм	67, 78, 87, 92	109, 115, 135, 145	87, 92, 98
Диаметр скважины, мм	77—112	118—161	97—112
Нагрузка при пакеровании, кН	10—50	60—80	10—60

Для проведения работ в эксплуатационных колоннах используются инструменты, техническая характеристика которых приведена в табл. 7.7.

7.3.13. ГАЗООБРАЗНЫЕ АГЕНТЫ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Применение газообразных агентов для освоения скважин

Применение газообразных агентов — наиболее перспективное направление развития методов снижения давления в скважинах. При этом способе освоения обеспечиваются простота и надежность контроля и регулирования процесса в широких пределах расходов и давлений. Газообразные агенты могут обеспечивать быстрое опорожнение глубоких скважин, быстрое и резкое или медленное и плавное снижение давления в скважине, дренирование пласта с подпиткой сжатым газом для обеспечения фонтанирования и др.

Сначала повсеместно применяли в качестве газообразных агентов воздух. Закачка воздуха в скважину часто приводит к взрывам, которые, как правило, сопровождаются травмированием людей, создают условия для открытого фонтаниро-

вания скважин, причиняют значительный материальный ущерб народному хозяйству. После аварий многие скважины обычно ликвидируются из-за невозможности их восстановления.

При восстановительных работах или при ликвидации скважины не достигается качественная изоляция продуктивных пластов и горизонтов с питьевыми водами, а также в целом всего разреза из-за невозможности проведения необходимого объема работ в разрушенном стволе скважины.

Основные причины аварий — нарушение технологии работ (закрытие скважины со сжатым воздухом на длительное время и последующий спуск или подъем глубинных приборов в ней, зажигание факела при продувке скважины воздухом); 30 % аварий — результат выпуска газовоздушной смеси из скважины в атмосферу или перепуска ее из скважины в замкнутую полость в устьевом оборудовании (лубрикатор, манифольдная линия) от разряда статического электричества и ударной волны сжатия. Они возникли также в связи с нарушением технологии вызова притока — закрытия скважины со сжатым воздухом на длительное время, приводящего к образованию взрывчатой смеси в больших объемах и под высоким давлением.

Для устранения этой группы аварий необходимо сразу же после окончания закачки удалить воздух из скважины. Поскольку определенное количество взрывчатой смеси образуется в процессе закачки воздуха, удалять ее из скважины следует через специальное устройство с целью исключения возможности воспламенения от разряда статического электричества, ударного сжатия и открытого огня.

Следовательно, применение способа вызова притока жидкости из нефтяных скважин с помощью передвижных воздушных компрессоров не отвечает требованиям охраны труда и охраны природы. Отсюда возникает необходимость отказаться от этого способа и перейти к безопасным методам вызова притока жидкости с использованием в качестве рабочего агента инертных газов, в частности азота. До внедрения безопасных способов освоения скважин с помощью инертных газов можно допустить освоение воздушной пеной с использованием передвижного компрессора.

В качестве транспортного и технологического оборудования используется установка АКУ-8К, применяемая в химической промышленности для транспортировки и газификации жидкого азота.

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводо-

род, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха -30 и $+50$ °С.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). В результате регулирования плотности закачиваемой в скважину системы и использования упругих свойств газа и пены по мере их удаления из скважины противодействие на пласт можно снизить в необходимых пределах.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотсодержащих систем: последовательная в один цикл и более промывка скважин газированной азотом жидкостью (пенной), которая при необходимости может быть вытеснена из скважины азотом.

Подготовка оборудования и материалов для освоения скважин азотом

Оборудование позволяет осуществить газификацию на скважине жидкого азота, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта.

Схема обвязки наземного оборудования для вызова притока из пласта путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом показана на рис. 7.20, а для вызова притока из пласта с использованием газированной азотом жидкости (пены) — на рис. 7.21.

Перед началом процесса необходимо оборудовать устье скважины фонтанной арматурой и обвязать с нефтесборным коллектором.

Перед закачиванием рабочего агента (газообразного азота, пены) устье скважины следует обвязать с азотными установками таким образом, чтобы обеспечивалась возможность нагнетания рабочего агента в трубное и межтрубное простран-

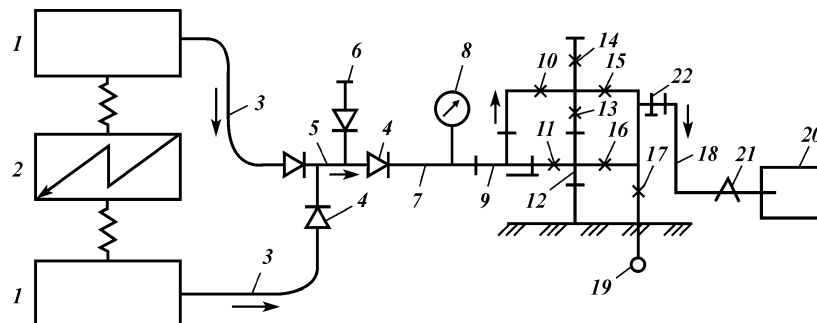


Рис. 7.20. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом:

1 — азотная газификационная установка АГУ-8К; 2 — электростанция; 3 — газопровод (шланги высокого давления); 4 — обратный клапан; 5 — узел подключения азотных газификационных установок к скважине ("гребенка"); 6 — заглушка на резервном входе "гребенки"; 7 — нагнетательная линия для подачи газа в скважину; 8 — манометр; 9 — тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству; 10, 11, 13, 14–17 — задвижки фонтанной арматуры; 12 — крестовина; 18 — выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 19 — нефтесборный коллектор; 20 — накопительная емкость; 21 — якорь стопорный для закрепления выкидной линии; 22 — прободоотборный кран

ства и одновременно выхода жидкости из межтрубного и трубного пространств скважины. Обвязку эжектора необходимо осуществить так, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

У задвижек фонтанной арматуры 15 (см. рис. 7.20) и 22 (см. рис. 7.24) следует установить регулируемые штуцеры диаметрами от 8 до 16 мм.

Конец линии 7 вентиля делителя расхода 8 (см. рис. 7.21) необходимо опустить до дна каждого отсека мерной емкости насосного агрегата (для исключения вспенивания жидкости) и закрепить. Площадь проходного сечения вентиля (вентилей) делителя расхода 8 должна составлять 0,8–1,5 см².

Все напорные трубопроводы обвязки наземного оборудования следует опрессовать на полуторократное давление от ожидаемого максимального рабочего давления гидравлическим способом, а газовые линии — газообразным азотом на максимальное давление газификационной установки. Результаты опрессовок необходимо оформить актом.

Следует обеспечить наличие на скважине жидкого азота (4,2–8,4 т), а при использовании газированной жидкости (пены) — расчетные количества технической воды и ПАВ.

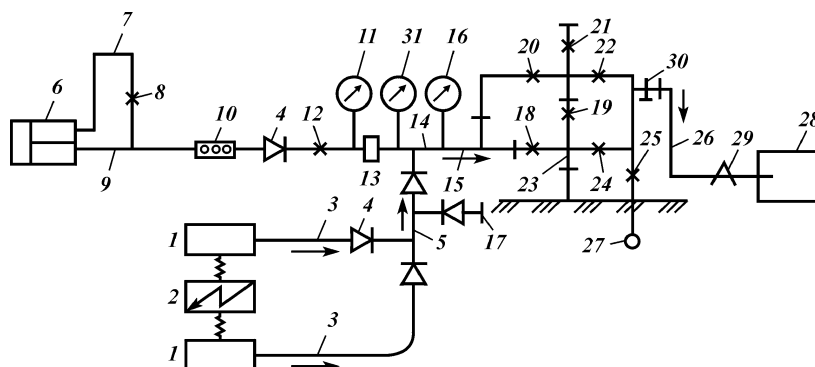


Рис. 7.21. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока с применением газированной жидкости (пены):

1 — азотная газификационная установка; 2 — электростанция; 3 — газопровод (шланги высокого давления); 4 — обратный клапан; 5 — узел подключения газификационных установок к скважине ("гребенка"); 6 — насосный агрегат; 7 — трубопровод для сброса жидкости в емкость насосного агрегата (опускается до дна мерной емкости); 8 — вентиль или блок вентилей для регулирования расхода пенообразующей жидкости (делитель расхода); 9 — тройник; 10 — фильтр; 11, 16, 12 — запорное устройство для отключения линии, подключенной к насосному агрегату; 13 — штуцер; 14 — смеситель жидкой и газообразных фаз (тройник, аэратор или эжектор); 15 — тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству скважины; 17 — заглушка на резервном входе — "гребенке"; 18–22, 24, 25 — задвижки фонтанной арматуры; 23 — крестовина; 26 — выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 27 — нефтесборный коллектор; 28 — накопительная емкость; 29 — якорь стопорный для закрепления выкидной линии; 30 — прободоотборный кран; 31 — манометр

Пенообразующую жидкость следует готовить в свободном отсеке мерной емкости цементировочного агрегата непосредственно в процессе закачивания газированной азотом жидкости (пены) в скважину.

Возможен вариант заблаговременного приготовления пенообразующей жидкости в передвижной емкости или в автоцистерне.

На 1 м³ воды необходимо добавлять от 3 до 7 кг (в пересчете на активное вещество) сульфанола, ОП-10 или других ПАВ.

Количество добавления ПАВ к воде зависит от ее солевого состава, качества ПАВ и может быть уточнено экспериментальным путем. Для этого в лабораторных условиях по методике ВНИИ следует определить зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ, изменяя последнюю в пределах от 0,05 до 1,00 % (по объемной доле) по активному веществу,

и принять такое минимальное значение концентрации, при котором устойчивость пены составляет не менее 95 % от максимально возможной.

Технология освоения скважин азотом

Технология включает работы по вызову притока из пласта и может применяться в следующих случаях:

- при освоении скважин, содержащих сероводород;
- при освоении скважин в зоне влияния подземного горения;
- при проведении работ в зимний период в условиях низких температур окружающего воздуха.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на газообразный азот служат номограммы, приведенные на рис. 7.22 и 7.23. Пользуясь номограммами, можно определить необходимый объем газообразного азота V_r , максимальное устьевое (продавочное) давление p_y и продолжительность операций T от начала закачивания азота до первого пролета его через башмак лифта или до полного осушения скважины (если это необходимо и возможно) при заданных глубине скважины H , плотности жидкости в скважине $\rho_{ж}$, темпе нагнетания азота q_a и выбранном варианте закачивания (в трубы или межтрубное пространство).

Построение номограмм проведено для скважин, оборудованных 146-мм эксплуатационной колонной и 73-мм НКТ при различной глубине их спуска. Температура на устье скважин принята 10 °С, градиент ее изменения составляет 2,3 °С на 100 м глубины. Расход газа принят равным 6 и 12 нм³/мин.

Порядок пользования номограммами указан стрелками (см. рис. 7.23).

Так, в случае применения двух установок АГУ-8К ($q_a = 12$ нм³/мин) для освоения скважины, заполненной до устья жидкостью плотностью 1000 кг/м³, к моменту прорыва газа через башмак лифта (при $H = 3000$ м) необходимо осуществить закачивание (см. рис. 7.23) 2,1 тыс. нм³ азота в лифт (при прямой промывке) или 5,5 тыс. нм³ азота в межтрубное пространство при обратной промывке. Длительность нагнетания при работе двух установок АГУ-8К составляет 3 и 8,2 ч соответственно. Ожидаемое устьевое давление составляет 21,8 МПа.

Объем газа, установленный по номограмме, должен быть увеличен на значение, необходимое для дренирования пласта в начальной стадии вызова притока.

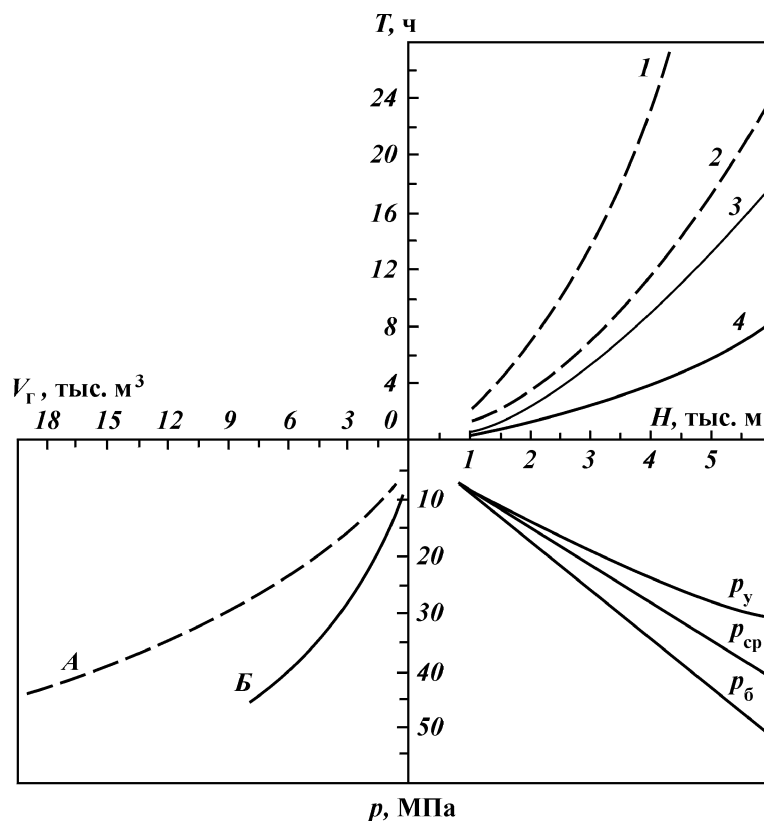


Рис. 7.22. Номограмма для расчета процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_{\text{ж}} = 850 \text{ кг/м}^3$):

$p_{\text{у}}$, $p_{\text{б}}$ — соответственно давление на устье и у башмака лифта при нагнетании азота в скважину, МПа; $p_{\text{ср}}$ — среднее давление в скважине, заполненной азотом, МПа; А, Б — закачивание соответственно в межтрубное пространство и лифт; $d_{\text{л}} = 73 \text{ мм}$; $D_{\text{к}} = 146 \text{ мм}$

Номер кривой.....	1	2	3	4
Способ закачивания.....	А		Б	
$q_{\text{а}}$, $\text{м}^3/\text{мин}$	6	12	6	12

При пользовании номограммами решаются обратные задачи. Например, можно определить предельную глубину освоения по располагаемому объему азота и др.

Перед проведением работ по вызову притока необходимо спустить в скважину колонну насосно-компрессорных труб до забоя и промыть скважину. Затем приподнять НКТ и установить башмак на 5—10 м выше интервала перфорации.

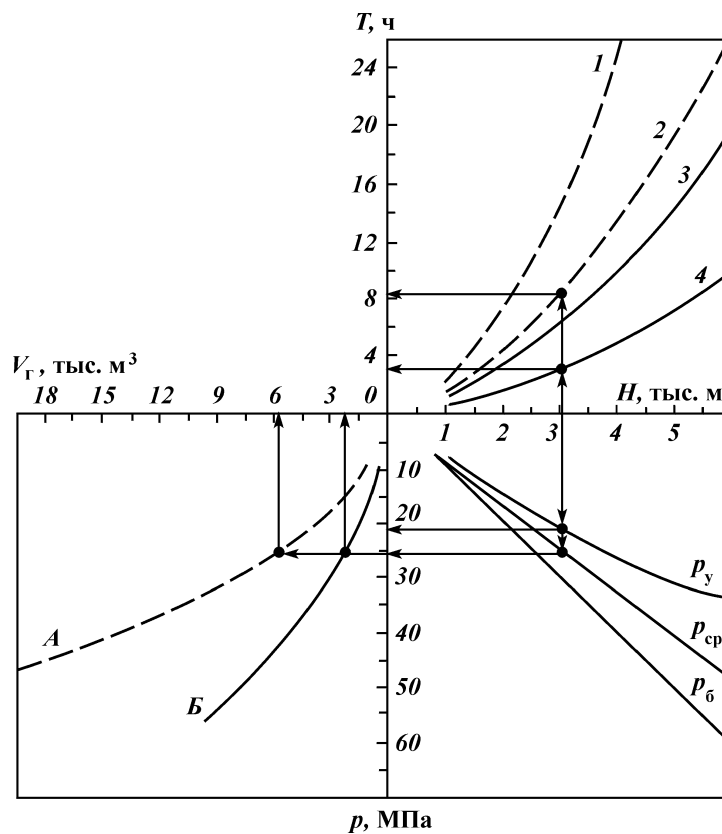


Рис. 7.23. Номограмма для расчета процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$). Условные обозначения см. рис. 7.22

После оборудования устья приступить к замене жидкости в скважине на газообразный азот.

Порядок выполнения операций следующий.

Открыть устьевые задвижки 11, 13, 15 и закрыть задвижки 10, 14, 16, 17 (см. рис. 7.20).

С помощью газификационных установок 1 по шлангам высокого давления 3 через обратные клапаны 4 осуществить подачу газообразного азота в межтрубное пространство скважины через "гребенку" 5, нагнетательную линию 7 и тройник 9. Вытесняемая газообразным азотом и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии 18 должна поступать в накопительную емкость 20.

Нагнетание в скважину газообразного азота следует осуществлять в расчетном объеме, не превышая максимального рабочего давления газификационных установок. При необходимости снижения продажного давления в скважину следует закачать порцию воды, обработанной ПАВ, или нефти.

Контроль за процессом закачивания газообразного азота в скважину вести по показаниям манометра 8 на нагнетательной линии 7 и на щитах управления газификационных установок.

По мере нагнетания газообразного азота в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва (пролета) газа через башмак НКТ, после чего оно начинает резко уменьшаться.

Во избежание выброса жидкости и газообразного азота на выкиде скважины 18 необходимо регулировать противодействие в трубном пространстве скважины с помощью задвижки 15, оборудованной штуцером.

Подачу газообразного азота в скважину (при отсутствии притока) вести в количестве, необходимом для создания максимально возможной депрессии на пласт, после чего закрыть задвижку 11 и при открытых задвижках 15, 16 на выкиде поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня жидкости в скважине.

При появлении даже незначительных признаков нефти или нефтяного газа продолжить вызов притока для очистки призабойной зоны пласта, затем закрыть трубное и межтрубное пространство скважины и следить за подъемом давления на устье.

При повышении давления на буфере до значения, достаточного для работы скважины, в системе сбора закрыть задвижки 15, 16, отсоединить трубопровод 18, поставить на место его подключения заглушку и открыть задвижки 15, 17, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор 19.

Технология освоения скважин газированной азотом жидкостью (пеной)

Технология предназначена для вызова притока нефти и газа из пласта и должна применяться для создания глубоких депрессий на пласт при плавном темпе снижения забойного давления.

Выбор режима освоения заключается в следующем. Для определения рабочих параметров при замене жидкости в

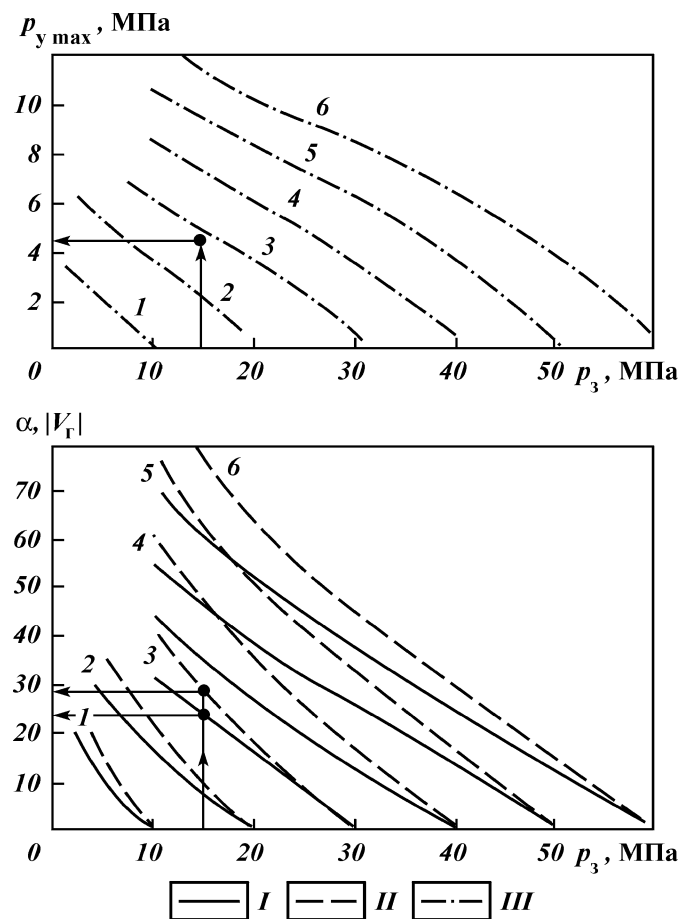


Рис. 7.24. Номограмма для расчета процесса вызова притока из пласта с применением пены с последующим ее самоизливом из скважины ($\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$):

I — относительный объем газа $|V_r|$; II — степень газификации α ; III — максимальное устьевое давление $p_{y \max}$; 1, 2, 3, 4, 5, 6 — глубина осваиваемой скважины соответственно 1000, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 м; p_3 — забойное давление; $\alpha, |V_r|$ — безразмерные величины

скважине на пену с последующим ее самоизливом, независимо от диаметров обсадной колонны и лифта, служат номограммы (рис. 7.24).

Пользуясь номограммами, можно определить необходимую степень газификации α , объем газообразного азота V_r и максимальное устьевое (продавочное) давление $p_{y \max}$, обеспечива-

ующие требуемое забойное давление p_3 при заданных глубине скважины H и плотности жидкости в скважине $\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Необходимый объем газообразного азота определяется из равенства

$$V_{\text{г}} = |V_{\text{г}}|V_{\text{с}},$$

где $|V_{\text{г}}|$ — относительный объем газообразного азота, который определяется по номограмме: $V_{\text{с}}$ — объем пространства скважины, в которое производится нагнетание пены, м^3 .

Требуемый объем пенообразующей жидкости

$$V_{\text{ж}} = |V_{\text{г}}|V_{\text{л}}/\alpha,$$

где $|V_{\text{г}}|$, α — известны из номограммы (см. рис. 7.24).

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине пеной с ее самоизливом и последующим "осушением" скважины газообразным азотом, независимо от диаметра колонны и лифта, служат номограммы, приведенные на рис. 7.25 и 7.26.

Пользуясь номограммами, можно определить требуемый (минимальный) объем газа $V_{\text{г}}$, в том числе для приготовления пены $V_{\text{п ж}}$, необходимую степень газификации α и максимальное продавочное давление на устье $p_{\text{у max}}$, обеспечивающее забойное давление p_3 при заданных глубине скважины H , плотности жидкости в скважине $\rho_{\text{ж}}$ и условия минимизации объема используемого азота ввиду ограниченных возможностей азотных установок по запасу жидкого азота.

Объем пенообразующей жидкости

$$V_{\text{ж}} = |V_{\text{п ж}}|V_{\text{с}}/\alpha,$$

где значения $|V_{\text{п ж}}|$, α — известны из номограммы (см. рис. 7.25).

После оборудования устья приступают к промывке скважины пеной. Открывают задвижки 12, 18, 19, 22, закрывают задвижки 20, 21, 24, 25 (см. рис. 7.21). С помощью цементировочного агрегата 6 и азотных газификационных установок готовят и нагнетают газированную жидкость (пену) в межтрубное пространство скважины по нагнетательной линии 15, обвязанной с фонтанной арматурой.

Требуемая степень газификации α достигается за счет регулирования подачи пенообразующей жидкости в смеситель 14 с помощью делителя расхода жидкости 8 при неизменном расходе газа, также подаваемого в смеситель 14.

Например, изменение расхода пенообразующей жидкости

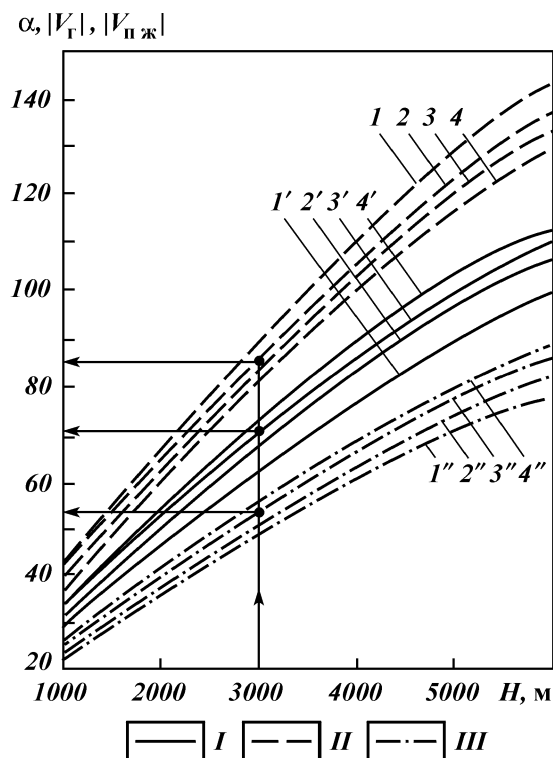


Рис. 7.25. Номограмма для расчета процесса вызова притока из пласта с самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:
 I — минимально необходимый относительный объем газа $|V_g|$; II — степень газификации α ; III — относительный объем газа для приготовления пены $|V_{п.ж}|$; 1 (1', 1''), 2 (2', 2''), 3 (3', 3''), 4 (4', 4'') — плотности жидкости в скважине соответственно 800, 900, 1000, 1100 кг/см³; α , $|V_g|$, $|V_{п.ж}|$ — безразмерные величины

от 1 до 4 л/с при постоянной подаче азота 200 л/с, что соответствует одновременной работе двух установок АГУ-8К, обеспечивает регулирование α от 50 до 200.

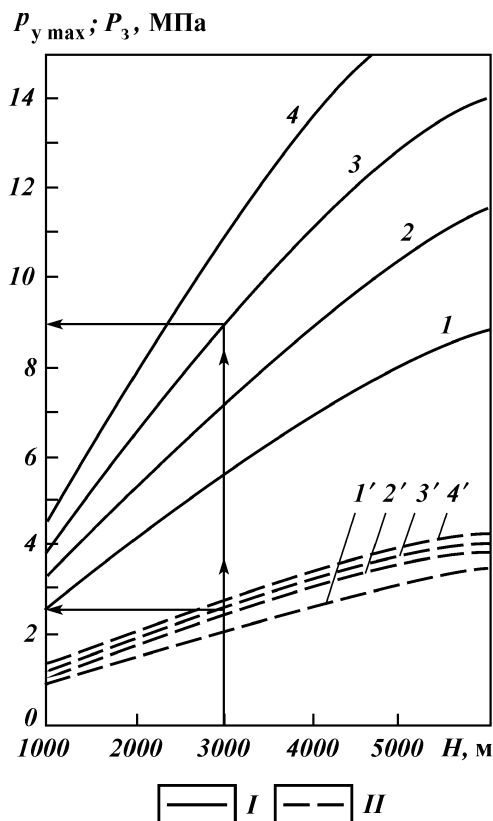
Пенообразующая жидкость подается агрегатом 6 в смеситель 14 через делитель расхода 8, фильтр 10 и обратный клапан 4. Азот подается в смеситель 14 по газовым линиям 3 через обратные клапаны 4.

Заданный расход пенообразующей жидкости обеспечивается путем поддержания постоянным определенного перепада давления на штуцере 13 посредством регулирования степени открытия вентиля (вентилей) делителя расхода 8.

Контроль за перепадом давления на штуцере 13 осуществляется по манометрам 11, 31, а за расходом жидкости — по изменению ее уровня в емкости насосного агрегата 6, куда сбрасывается избыток жидкости по линии 7.

Регулирование соотношения подаваемых в скважины количеств азота и жидкости следует осуществлять таким обра-

Рис. 7.26. Номограммы для расчета процесса вызова притока из пласта пеной с ее самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:
 I — максимальное устьевое давление $p_{y \max}$; II — забойное давление p_z ;
 1 ($1'$), 2 ($2'$), 3 ($3'$), 4 ($4'$) — плотности жидкости в скважине соответственно 800, 900, 1000, 1100 кг/м³



зом, чтобы исключалось образование газовых пробок в скважине и резкое колебание давления при нагнетании смеси в скважину.

Вытесняемая газированной жидкостью (пенной) и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии 26 поступает в накопительную емкость 28.

Контроль за процессом закачивания газированной азотом жидкости (пены) следует вести по показаниям манометров 11, 31, 16, манометров на щитах управления газификационных установок 1 и на насосе цементирующего агрегата 6.

По мере нагнетания газированной азотом жидкости (пены) в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва пены через башмак лифта, после чего оно начинает уменьшаться.

После первого прохождения пены через башмак лифта

необходимо уменьшить подачу пенообразующей жидкости и вести промывку скважины при повышенной степени газификации или приступить к осушению скважины газообразным азотом.

При использовании аэратора или тройника в качестве смесителя давление пенообразующей жидкости, подаваемой в смеситель 14 насосным агрегатом 6 (см. рис. 7.21), не должно превышать предельно максимального давления, развиваемого азотной газификационной установкой 1, с учетом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры.

Если это условие не выполняется, то следует вместо аэратора использовать эжектор.

Для обеспечения устойчивой работы эжектора в процессе нагнетания пены необходимо поддерживать давление жидкости на входе в сопло эжектора не менее чем в 1,5–2 раза выше давления, получаемого на выходе эжектора или на устье скважины.

Давление газа на выкиде азотных установок в процессе нагнетания газированной жидкости (пены) должно постепенно возрастать. В случае повышения давления газа до значения, максимально допустимого для АГУ-8К или эксплуатационной колонны, следует кратковременно, на 2–3 мин, остановить подачу газообразного азота, продолжая закачивание жидкости насосным агрегатом для снижения давления нагнетания.

После окончания промывки скважины пеной закрыть задвижку 18, открыть задвижку 24 и осуществить в течение не менее 1,5 ч самоизлив пены одновременно из трубного и межтрубного пространств скважины по трубопроводу 26 в накопительную емкость 28.

При отсутствии признаков притока нефти и газа после самоизлива пены в течение первых 1,5 ч необходимо продолжить самоизлив до его окончания. При отсутствии притока также следует поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня в скважине.

При наличии притока нефти и газа закрыть задвижки 22, 24, отсоединить трубопровод 26, установить на место его подключения заглушку и открыть задвижки 22, 25, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор 27.

Значение создаваемой депрессии на забое не должно превышать предельно допустимых значений, определяемых геолого-техническими условиями и расчетом на прочность обсадной колонны на смятие наружным давлением.

7.3.14. ОБРАБОТКА СКВАЖИН СМЕСЬЮ КИСЛОТНОГО РАСТВОРА С АЗОТОМ И ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

В нефтегазовой промышленности в последние годы успешно начали применять азот для увеличения эффективности кислотных обработок, несмотря на удорожание процесса примерно в 2 раза. Это объясняется увеличением эффективности кислотных обработок в присутствии азота, которое отмечается повсеместно. После обработки дебиты нефти возрастают обычно в 2–4 раза.

Для обработки скважин применяют газированную азотом кислоту — азотно-кислотную смесь (АКС) — при содержании азота 50–700 м³/м³. Скорость закачки кислотных растворов составляет 0,1–0,3 м³/мин при давлении нагнетания до 40 МПа. Преимущества воздействия АКС связаны с движением смеси в основном по порам наибольшего диаметра. Это было также показано при изучении кернового материала после воздействия АКС методами ртутной порометрии. При нагнетании кислоты с газовой фазой в насыщенную жидкостью пористую среду несмачиваемая фаза (газ) движется по центральной части поровых каналов с опережением, так как скорость движения газа за счет его низкой вязкости значительно выше скорости движения кислоты. Прохождение нагнетаемой смеси через расширения и пережимы пор, частое изменение направления движения, связанное с извилистостью поровых каналов, способствуют турбулизации потока. При этом возникают условия для увлечения кислоты в сфере движения газа по наибольшим поровым каналам и для выборочного разложения участков поровой среды кислотным раствором, в результате чего формируются проникающие зоны значительного растворения цементирующего вещества. Нейтрализация кислоты, естественно, происходит по пути ее движения с газом в порах наибольших размеров, т.е. там, где это может дать наибольший прирост проницаемости. С другой стороны, турбулизация потока вызывает улучшение доставки активной кислоты в зоне движения к стенкам поровых каналов, включая и контакты обломочных зерен. Это способствует более полному растворению глинистого цемента, разуплотнению обломочного скелета и открывает новые пути сообщения пор.

Обобщив результаты ранее выполненных лабораторных исследований и промысловых работ, можно сделать выводы, что преимущества обработки пластов кислотными раствора-

ми в смеси с газообразным азотом достигаются в основном за счет быстрого и более полного извлечения из обработанной части пласта отработанного кислотного раствора, продуктов реакции и продавочных жидкостей, рационального использования химической активности кислотного раствора в поровом пространстве с точки зрения максимального увеличения проницаемости пласта, более глубокого проникновения активного кислотного раствора, роста пор и числа соединяющих каналов, в результате чего предотвращается образование в прискважинной части пласта жидкостных барьеров.

Технология обработки скважин кислотой, газированной азотом

Технология обработки пласта АКС предназначена для восстановления и улучшения коллекторских свойств сильно загрязненного или слабопроницаемого продуктивного пласта с целью облегчения условий по вызову притока нефти и газа и повышению нефтегазоотдачи.

Технология азотно-кислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок АГУ-8К заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пенной).

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях, отличающихся слабопроницаемыми породами и сравнительно низкими пластовыми давлениями.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при обработке АКС приведена на рис. 7.27. Приготовление

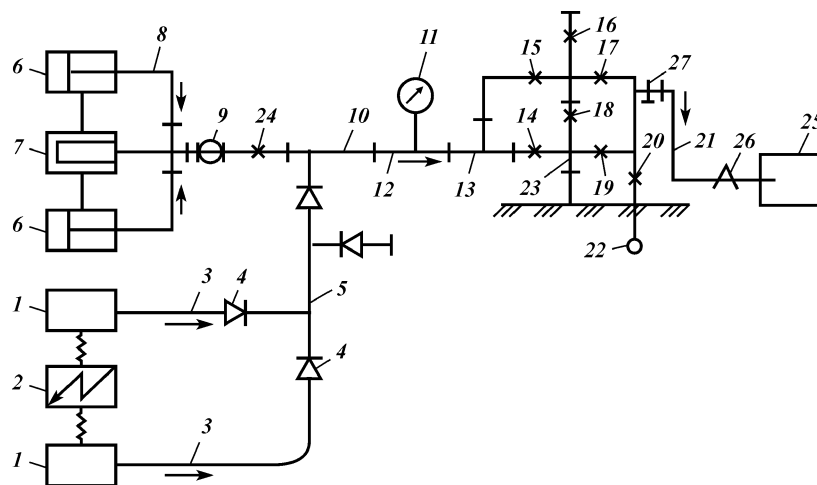


Рис. 7.27. Схема обвязки оборудования и устья скважины при азотно-кислотной обработке призабойной зоны пласта и вызове притока:

1 – газификационная установка АГУ-8К; 2 – электростанция; 3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан; 5 – “гребенка”; 6 – насосный агрегат 4АН-700 (ЗЦА-400, ЦА-320М); 7 – кислотовоз Аз-30А или КП-6,5; 8 – трубопровод для подачи кислотного раствора или пенообразующей жидкости в смеситель (эжектор); 9 – оборудование для регулирования соотношения фаз; 10 – смеситель (азратор, тройник, эжектор); 11 – манометр; 12 – нагнетательная линия для подачи технологического агента (жидкости, газированной жидкости – пены, газа) в скважину; 13 – тройник; 14–20 – задвижки фонтанной арматуры; 21 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 22 – нефтесборный коллектор; 23 – крестовина фонтанной арматуры; 24 – задвижка для отключения линии насосных агрегатов; 25 – накопительная емкость; 26 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии; 27 – прободоотборный кран

смеси кислотного раствора с газообразным азотом осуществляется аналогично приготовлению газированной жидкости (пены). Однако необходимо следить за изменением давления. Давление закачиваемой в скважину азотно-жидкостной смеси при использовании азраторов не должно быть более 20 МПа, при использовании жидкостно-газовых эжекторов не более 35 МПа с учетом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры. Выбор рецептур кислотных растворов и ингибиторов должен производиться с учетом имеющегося промышленного опыта на данном месторождении, а также минералогического состава горных пород коллектора и степени их уплотнения.

При азотно-кислотной обработке закачивание кислотного раствора в пласт целесообразно проводить двумя порциями.

Для сокращения непроизводительного расходования плавиковой кислоты на растворение компонентов пласта, которые хорошо реагируют с соляной кислотой, и предотвращения образования нерастворимых фторидов в качестве первой порции кислотного раствора, составляющей 30–40 % общего объема раствора, применяется 10–15%-ная соляная кислота. В качестве второй порции необходимо использовать 10–15%-ную соляную кислоту с добавкой 2–4 % плавиковой кислоты.

Необходимый объем кислотного раствора следует определять по результатам лабораторных исследований в условиях, близких к пластовым, и имеющегося промыслового опыта.

В качестве продавочной жидкости следует использовать воду, нефть или газированную азотом жидкость (пену).

Объем продавочной жидкости устанавливается исходя из условия заполнения ею внутреннего объема НКТ, объема эксплуатационной колонны в интервале перфорации и вытесняемой в призабойную зону пласта части объема кислотного раствора с целью полной его нейтрализации согласно зависимости

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{НКТ}} + V'_{\text{эк}} + K'V_{\text{к р}}, \quad (7.32)$$

где $V_{\text{НКТ}}$ — внутренний объем НКТ; $V'_{\text{эк}}$ — объем эксплуатационной колонны в интервале перфорации; K' — опытный коэффициент, определенный по данным лабораторных исследований, обычно $K' = 0,5$; $V_{\text{к р}}$ — объем кислотного раствора.

Формула (7.32) применима для терригенных коллекторов.

Для карбонатных коллекторов следует использовать зависимость

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{НКТ}} + V'_{\text{эк}}.$$

Для проведения обработки АКС необходимо спустить в скважину колонну НКТ до забоя и промыть скважину. После промывки приподнять НКТ, установив башмак лифта на 2–3 м выше верхнего перфорационного отверстия. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой.

Если ожидаемое максимальное давление нагнетания азотно-кислотной смеси превышает допустимое для эксплуатационной колонны, то НКТ следует оборудовать пакером двустороннего действия с обратным клапаном, установив его выше интервала перфорации. Пакер должен обеспечивать закачивание азотно-кислотной смеси в пласт и пропускание жидкости из межтрубного пространства в трубное при вызове притока флюида из пласта.

Определить приемистость пласта в зависимости от давления нагнетания, которое не должно составлять более 80 % от давления гидроразрыва пласта.

В случае недостаточной приемистости пласта вследствие загрязнения призабойной зоны необходимо установить кислотную ванну и путем тщательной промывки удалить продукты реакции с забоя скважины. В условиях возможного отложения в призабойной зоне тяжелых компонентов нефти (парафинов, смол, асфальтенов) провести обработку скважины растворителем или теплоносителем. Повторно определить приемистость пласта. С помощью насосных агрегатов 6 и кислотовоза 7 (см. рис. 7.27) приготовить расчетное количество кислотного раствора.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $p_y \leq 20,0$ МПа (в качестве смесителя используется аэратор или тройник) выполнить следующие работы. Открыть задвижки 15, 18, 19, закрыть задвижки 16, 14, 17, 20, 24 и с помощью газификационных установок 1 произвести нагнетание в лифтовую колонну газообразного азота из расчета заполнения газом внутреннего объема лифта, что будет соответствовать моменту начала пролета газа через башмак лифта. После окончания закачивания газообразного азота закрыть устьевую задвижку 19 (на межтрубном пространстве) и при открытых задвижках 15, 18, 24 с помощью установок 1 и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 осуществить нагнетание в лифтовую колонну азотно-кислотной смеси, исходя из условия обеспечения не менее 50 м³ азота на 1 м³ раствора при расходе последнего от 0,20 до 0,25 м³/мин. Первоначально в смеситель 10 подать соляную кислоту, затем — глино-кислоту. Путем нагнетания в трубное пространство газированной азотом продавочной жидкости, продавить азотно-кислотную смесь в пласт. После окончания продавливания закрыть задвижки 15, 24 и плавно снизить давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17, 19 с целью своевременного удаления продуктов реакции из пласта и направив выходящую из скважины жидкость по выкидной линии 21 в накопительную емкость 25. После снижения давления в скважине открыть задвижку 14, закрыть задвижку 19 и с помощью установок АГУ-8К произвести подачу газа в межтрубное пространство для вызова притока и дренирования пласта.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $20 < p_y \leq 35$ МПа (в качестве смесителя используется эжектор) выполнить следующие операции. Открыть задвижки 15, 18, 19,

24, закрыть задвижки 14, 16, 17, 20 (см. рис. 7.27) и с помощью азотных газификационных установок 1, насосных агрегатов 6 и кислотоваза 7 через смеситель (эжектор) 10 по линии 12 осуществить приготовление и нагнетание в лифтовую колонну азотно-кислотной смеси (газированного азотом кислотного раствора) при открытом межтрубном пространстве, исходя из условия обеспечения не менее 50 нм³ азота на 1 м³ кислотного раствора, при расходе последнего от 0,20 до 0,25 м³/мин.

Перед закачиванием азотно-кислотной смеси можно заполнить лифт газообразным азотом до давления на устье 20 МПа.

После заполнения лифтовой колонны азотно-кислотной смесью закрыть устьевую задвижку 19 на межтрубном пространстве и продолжить нагнетание в скважину требуемого объема газированного кислотного раствора.

После подачи в скважину всего объема кислотного раствора продавить азотнокислотную смесь в пласт.

По окончании продавливания закрыть устьевую задвижку 15 и плавно снизить давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17, 19 с целью своевременного удаления продуктов реакции кислоты из пласта, направив выходящую из скважины жидкость по выкидной линии 21 в накопительную емкость 25.

После снижения давления в скважине закрыть задвижку 19, открыть задвижку 14 и с помощью установок АГУ-8К и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 произвести нагнетание газированной азотом жидкости (пены) в межтрубное пространство для дренирования пласта и вызова притока.

7.3.15. ГАЗОГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН

Вопрос о сохранении естественной проницаемости стенок перфорационных каналов и увеличении их глубины приобретает особую остроту при вскрытии глубоко-залегающих пластов с уплотненными коллекторами, например в Предкарпатье, и горизонтов с пластовым давлением ниже гидростатического. Такие условия наблюдаются обычно в старых обустроенных нефтяных районах. Первое — при разведочном бурении на больших глубинах, второе — при возврате на вышележащие объекты многопластовых месторождений. Из всех известных и применяющихся способов пер-

форации этим требованиям наиболее полно отвечает газогидропескоструйная перфорация.

Исследования, проводимые на стендах, показали, что за счет добавления газа (азота) в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 2–3 раза) увеличить длину канала.

Наряду с этим газогидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ по сравнению с обыкновенной гидропескоструйной перфорацией.

При проведении процесса создается дополнительный перепад давлений на насадках за счет разности плотностей аэрированной смеси в насосно-компрессорных трубах и в затрубном пространстве, увеличивающийся с ростом глубины скважины. Например, при расходе жидкости (воды) $0,54 \text{ м}^3/\text{мин}$ и азота 6 и $12 \text{ м}^3/\text{мин}$ (при работе соответственно одной или двух установок АГУ-8К) и глубине скважины 2000 м средняя расчетная плотность смеси (предполагается отсутствие потерь скольжения газа относительно жидкости) составит в затрубном пространстве $0,73$ и $0,60 \text{ г/см}^3$, а в трубах — $0,97 \text{ г/см}^3$. Тогда дополнительный перепад давления за счет разности плотностей равен $4,8–7,4 \text{ МПа}$. С увеличением глубины скважины до 4000 м дополнительный перепад возрастает примерно до $8,8–13,6 \text{ МПа}$. Таким образом, при добавлении азота возникают реальные возможности увеличения предельной глубины гидроперфорации за счет компенсации возрастающих с глубиной гидравлических потерь в трубах.

Очень важным фактором, способствующим широкому применению гидроперфорации с азотом, является создание при проведении процесса давления в скважине, значительно меньше гидростатического. В условиях рассмотренного примера в скважине глубиной 2–4 тыс. м различие между давлением в затрубном пространстве и гидростатическим давлением составит приблизительно $5–15 \text{ МПа}$. Благодаря этому исключается возможность загрязнения перфорационных каналов и проникновения в пласт инородных жидкостей и при вскрытии объектов с пониженным пластовым давлением. Кроме того, при газогидропескоструйной перфорации сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт, а также происходит постоянное дренирование скважины. Наличие газопроявлений способствует еще большему разгазированию столба в затрубном пространстве и, следовательно, стимулирует процесс.

Одним из основных факторов, влияющих на получение каналов большой протяженности, является энергия струи, которая в основном определяется перепадом давления в на-

Таблица 7.8

Влияние перепада давлений на размеры перфорационного канала

Номер образца	Перепад давлений на рабочей насадке, МПа	Расход воды, л/с	Расход газообразного азота, $\text{нм}^3/\text{мин}$	Время перфорации, мин	Размеры отверстия, мм		Объем выработки, см^3
					глубина	вход в металлическую заглушку	
6	20	2,7	3,0	20	89	15×22	105
16	25	3,0	3,4	20	108	16×22	120
17	29	3,3	4,2	20	130	21×21	132

Примечание. Значения $\sigma_{\text{сж}} = 60 \text{ МПа}$, $d_n = 4,5 \text{ мм}$, $\varphi = 0,24$.

садке. При прочих равных условиях с ростом перепада давлений в насадке длина канала увеличивается (табл. 7.8). Например, при повышении перепада на 5 МПа (в 1,25 раза) увеличиваются длина канала и объем выработки соответственно в 1,25 и 1,2 раза.

Очевидно, с точки зрения увеличения размера каналов процесс газогидропескоструйной перфорации целесообразно проводить при максимально возможном перепаде давлений. Однако повышать перепад можно до известного значения, которое определяется техническими и технологическими возможностями используемого оборудования, насосных агрегатов и азотных установок, с одной стороны, и экономически выгодными затратами, с другой. Из этих соображений при азотогидропескоструйной перфорации для установок 4АН-700 и АГУ-8К рекомендуется поддерживать перепад давлений на рабочей насадке 25–30 МПа.

Экспериментальными исследованиями установлено, что применение газожидкостной смеси при абразивной перфорации повышает темп образования перфорационного канала и способствует его увеличению в 1,5–2 раза.

Из результатов исследований (рис. 7.28 и 7.29) видно, что с добавлением азота в рассматриваемых пределах (при прочих равных условиях) длина канала увеличивается в 1,4–1,6 раза, а объем — в 2,3–2,5 раза.

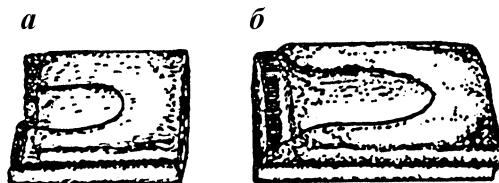


Рис. 7.28. Продольное сечение перфорационных каналов при гидроперфорации (а) и азотогидроперфорации (б)

Рис. 7.29. Влияние газосодержания на длину (1, 3) и объем (2, 4) перфорационных каналов:

1, 2 — для образцов с $\sigma_{сж} = 39$ МПа, $\Delta p = 11$ МПа, $d_n = 6$ мм; 3, 4 — для образцов с $\sigma_{сж} = 60$ МПа, $\Delta p = 20$ МПа, $d_n = 4,5$ мм

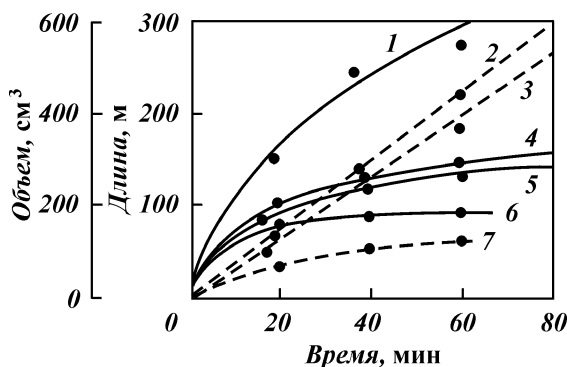
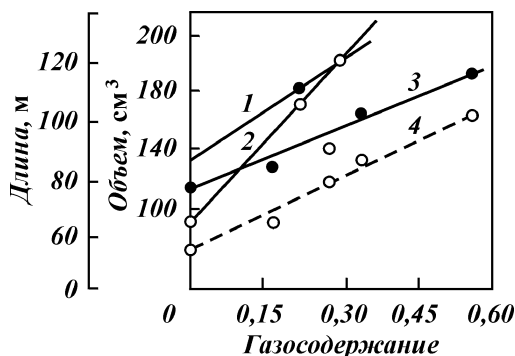


Рис. 7.30. Изменение длины (1, 4–6) и объема (2, 3, 7) перфорационного канала во времени при различных условиях:

1 — $\varphi = 0,65$, $d_n = 6$ мм, $\Delta p = 11$ МПа, $\sigma_{сж} = 52$ МПа; 2, 4 — $\varphi = 0,30$, $d_n = 4,6$ мм, $\Delta p = 20$ МПа, $\sigma_{сж} = 60$ МПа; 3, 5 — $\varphi = 0,32$, $d_n = 6$ мм, $\Delta p = 15$ МПа, $\sigma_{сж} = 52$ МПа; 6, 7 — $\varphi = 0$, $d_n = 6$ мм, $\Delta p = 15$ МПа, $\sigma_{сж} = 52$ МПа

Увеличение глубины выработки с ростом газосодержания обусловлено возрастанием динамического напора струи за счет увеличения ее скорости.

Размеры входного отверстия практически не отличаются, но форма его при большом газосодержании приближается к кругу, а при малом — имеет форму эллипса.

Увеличение времени перфорации от 20 до 40 и от 40 до 80 мин при использовании газожидкостных смесей позволяет увеличить размеры перфорационных каналов (рис. 7.30, кривые 4, 5) в 1,33 и 1,12 раза соответственно, т.е. прирост длины канала очень замедляется.

Объем выработки при газогидропескоструйной перфорации в течение 80 мин от начала резки увеличивается пропор-

ционально времени, тогда как при гидropескоструйной перфорации увеличение происходит с затуханием (рис. 7.30, кривая 7).

Из проведенных исследований видно, что при гидropескоструйной перфорации отверстие образуется в течение 30 – 40 мин, а дальше в основном увеличивается объем канала.

Прирост увеличения объема перфорационного отверстия при изменении газосодержания в рассматриваемых пределах на протяжении всего времени в течение 80 мин резко не уменьшается. Это свидетельствует о целесообразности продолжения газогидроперфорации до 80 мин, если необходимо увеличить поверхность фильтрации перфорационного канала.

7.3.16. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ САМОГЕНЕРИРУЮЩИХ ПЕННЫХ СИСТЕМ

Технологический процесс освоения скважин с применением самогенерирующих пенных систем (СГПС) направлен на сохранение и восстановление коллекторских свойств продуктивных пластов с целью повысить продуктивность добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин, сократить затраты на их освоение и обеспечить безопасность работ, выполняемых при этом.

Технологический процесс основан на газировании жидкости азотом, образующимся в результате химических реакций, и образовании пенных систем в скважине или призабойной зоне пласта. Степень газонасыщения раствором может изменяться при нормальных условиях от 10 до 120. Побочным продуктом процесса образования азота является водный раствор хлористого натрия.

Материалами для приготовления раствора СГПС служат:

нитрит натрия технический в растворе, допускается использование натрия кристаллического;

аммоний хлористый технический;

косульфат-3-10н, допускается использование сульфанола НП – 3 или превоцела (продукт Германии);

бензолсульфокислота, допускается использование амидосульфоновой (сульфаминовой) кислоты, соляной кислоты ингибированной.

Исходные растворы СГПС готовятся на водной основе с использованием следующих химических продуктов:

аммоний хлористый технический (нашатырь), газообразователь – порошок или гранулы белого цвета, растворимость в воде – 29,4 %, плотность 1,527 г/см³;

Таблица 7.9

Плотность раствора нитрита натрия при различных концентрациях реагента

Плотность раствора, г/см ³	Концентрация нитрита натрия, г/л	Плотность раствора, г/см ³	Концентрация нитрита натрия, г/л
1,215	364	1,123	236
1,193	332	1,113	224
1,176	309	1,100	204
1,170	299	1,095	195
1,157	280	1,090	187
1,146	264	1,086	180
1,137	249	1,082	173

нитрит натрия в растворе, газообразователь — бесцветная, светло-желтая или светло-желтая с зеленоватым оттенком прозрачная жидкость; невзрывоопасное и непожароопасное вещество.

Перед приготовлением раствора СГПС контролируют содержание основного вещества по плотности раствора (табл. 7.9 и 7.10).

При необходимости получения раствора с повышенной степенью газонасыщения — 80—120 (в нормальных условиях) — вместо нитрата натрия в растворе используют кристаллический нитрит натрия, который представляет собой

Таблица 7.10

Количество воды (л) для разбавления 1 м³ раствора нитрита натрия до заданной концентрации

Входная концентрация реагента, кг/м ³	Заданная концентрация реагента, кг/м ³																	
	347	331	316	303	291	280	270	260	251	243	235	227	221	214	208	202	197	
364	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	
347	—	48	95	143	190	238	286	333	381	429	476	524	571	619	667	714	762	
331	—	—	45	91	136	182	227	273	318	363	409	454	500	545	591	636	682	
316	—	—	—	43	87	130	174	217	261	304	348	391	435	478	522	565	609	
303	—	—	—	—	42	83	125	167	208	250	292	333	375	417	458	500	542	
291	—	—	—	—	—	40	80	120	160	200	240	280	320	360	400	440	480	
280	—	—	—	—	—	—	38	77	115	154	192	231	269	308	346	385	423	
270	—	—	—	—	—	—	—	37	74	111	148	185	222	259	296	333	370	
260	—	—	—	—	—	—	—	—	36	71	107	143	178	214	250	286	321	
251	—	—	—	—	—	—	—	—	—	34	69	103	138	172	207	241	276	
243	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	33	67	100	133	167	200	233	
235	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	32	64	97	129	161	193	
227	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	31	62	94	125	156	
221	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30	61	91	121	
214	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29	59	88	
208	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29	57	
202	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28	

кристаллы бесцветные или желтоватого цвета, плотность 2,17 г/см³, растворимость в воде при 20 °С — 88 г на 100 г воды.

Косульфат-3-10н, пенообразователь — смесь натриевых солей алкилсульфата и сульфата моноэтаноламида. Это пастообразная масса от белого до светло-коричневого цвета. Содержится косульфат в герметически закрываемых железных бочках вместимостью 100—200 дм³ или полиэтиленовых банках вместимостью до 10 дм³.

Сульфонол НП-3, пенообразователь, выпускается в виде вязкой пасты, хорошо растворяется в воде.

Превоцел, пенообразователь, представляет собой смесь жирного спирта и окиси этилена с блоксополимером окиси этилена (окиси пропилена), растворимость в воде хорошая, плотность при 20 °С 1,20 г/см³.

В качестве инициатора реакции газообразования при температуре 20—70 °С используют бензолсульфокислоту, допускается применение сульфаминовой или соляной кислоты.

Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота представляет собой негигроскопические кристаллы без запаха, плотность 2,126 г/см³, растворимость в воде при 20 °С 21,3 г на 100 г воды. Кальциевые и магниевые соли, образующиеся в продуктах реакции сульфаминовой кислоты, хорошо растворимы в воде.

Соляная кислота, ингибированная техническая — прозрачная, бесцветная жидкость.

Технология проведения работ. Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с использованием СГПС в качестве перфорационной среды осуществляют при депрессии или при репрессии на пласт. При вскрытии пластов перфорацией при депрессии на пласт используют перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах (ПНКТ-73, ПНКТ-89) или через НКТ (ПР-43, ПР-54, ПР-89, КПРУ-65). Устье скважины герметизируют фонтанной арматурой, а при вскрытии пласта перфоратором типа ПР — дополнительно оборудуют лубрикатором.

Количество раствора СГПС выбирают из расчета заполнения скважины в интервале от искусственного забоя до глубины на 15—20 м выше верхней части интервала перфорации. Количество водного раствора ПАВ 1,0—1,5%-ный разделительный (буферный) раствор выбирают из расчета заполнения в скважине (затрубном пространстве) интервала длиной 40—50 м между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

Раствор СГПС приготавливают на растворном узле или на скважине (кусте скважин) с помощью насосного агрегата

Таблица 7.11

Компонентный состав для приготовления 1 м³ СГПС различного назначения

Назначение	Реагент, кг/м³				Снижение забойного давления в скважине глубиной 2500—3000 м, МПа
	Газообразователь		Пенообразователь — косульфат (сульфано-НП-3, превоцел)	Инициатор — бензолсульфокислота (сульфаминовая кислота, соляная кислота)	
	аммоний хлористый	нитрит натрия			
Перфорационная среда для вторичного вскрытия пласта:					
при депрессии на пласт при температуре 70—120 °С	280±20	280±20	30±3(30±3)	—	0,2
при репрессии на пласт при температуре 45—70 °С	200±15	200±15	25±2(25±2)	—	0,1
Раствор для ОПЗ и вызова притока из пласта:					
при температуре 20—70 °С	200±15	200±15	20±2(20±2)	—	5,0—6,0
при температуре 70—120 °С*	280±20	280±20	25±2(25±2)	—	7,5—8,0
* Инициатор используют в виде 3%-ного раствора на водной основе (100—150 л на 1 м³ раствора СГПС).					

(например, ЦА-320). При этом исходный раствор нитрита натрия разбавляют водой до заданной концентрации (см. табл. 7.10), а затем вводят в него хлористый аммоний и пенообразователь (табл. 7.11). После ввода каждого реагента раствор перемешивается в течение 15—20 мин (насос работает “на себя”) до полного растворения реагентов. При всех операциях приготовленный раствор СГПС перевозят и хранят в закрытых емкостях.

Раствор ПАВ готовят на скважине, используя емкости насосных агрегатов. После ввода пенообразователя раствор перемешивают в течение 10—15 мин.

Нагнетают растворы в НКТ последовательно: ПАВ (первая порция для размещения в затрубном пространстве), раствор СГПС, раствор ПАВ (вторая порция) и продавочная жидкость. Затем проводят перфорационные работы. Проведение дальнейших работ по освоению скважины (ОПЗ и вызов притока) с использованием СГПС проектируется в соответ-

ствии с рекомендациями РД-39-0147009-506—85. Обязательным условием проведения работ данным способом при репрессии на пласт является полное соответствие их "Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях".

Наличие СГПС контролируется в заданном интервале в скважине с помощью резистивиметра.

При обработке скважин с температурой 70—120 °С проводят следующие работы.

Определяют количество раствора СГПС из расчета заполнения скважин в интервале от забоя до глубины на 10—15 м выше верхней части интервала перфорации, заполнения НКТ до глубины не более 1000 м от устья скважины (значение давления жидкости, заполняющей НКТ над раствором СГПС, не должна превышать 10,0 МПа, а значение температуры в верхней части СГПС — свыше 70 °С) и нагнетания в пласт раствора в количестве 0,1—0,2 м³ на 1 м вскрытой (перфорацией) толщины пласта.

Количество раствора ПАВ (содержание ПАВ 0,5—1,0 %) выбирают из расчета заполнения в НКТ и затрубном пространстве интервалов длиной 40—50 м между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

Приготавливают растворы СГПС и ПАВ.

Нагнетают последовательно в НКТ: раствор ПАВ (первая порция), раствор СГПС, раствор ПАВ и продавочную жидкость с учетом задавливания в пласт части растворов СГПС (0,1—0,2 м³ на 1 м) при закрытом затрубном пространстве.

Выдерживают скважину (при закрытом затрубном пространстве) 30—40 мин для осуществления процессов генерации азота и образования пены. Контролируются эти процессы по росту давления на устье скважины — в НКТ и затрубном пространстве, а завершаются работы после стабилизации давления. При проведении работ давление в затрубном пространстве не должно превышать значения допустимого давления на эксплуатационную колонну.

Пускают скважину на самоналив для очистки призабойной зоны пласта.

Если планируется эксплуатация фонтанным способом и при самоналиве обеспечивается создание необходимой депрессии на пласт, то после проведения ОПЗ исследуют скважину на приток и вводят ее в эксплуатацию.

При выполнении работ с целью создать повышенные де-

прессии на пласт допускаются использование дополнительного количества раствора СГПС и повышение количества газо- и пенообразователей. При этом дополнительное количество раствора СГПС размещают в затрубном пространстве скважины.

Если планируется эксплуатация скважины механизированным способом (например, с использованием ЭЦН), то после ОПЗ осуществляют промывку скважины до забоя рабочим раствором (например, водным раствором ПАВ), не загрязняющим коллектор, прокачав 1,5–2,0 объема НКТ до поступления чистой жидкости; в случае необходимости заполняют скважину задавочной жидкостью (например, соевым раствором), поднимают НКТ, опускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию с исследованием на приток.

После ОПЗ нагнетательных скважин пускают скважину на самоналив для очистки призабойной зоны пласта или осуществляют промывку скважины раствором ПАВ до забоя до поступления чистой жидкости и вводят скважину под нагнетание.

При обработке призабойной зоны скважин с температурой 20–70 °С проводят работы, аналогичные перечисленным, дополнительно используя инициатор реакции газообразования. Количество инициатора выбирают по табл. 7.11.

Приготавливают раствор инициатора в виде 3%-ного раствора на водной основе в емкости. Вводят инициатор в раствор СГПС в процессе нагнетания его в скважину.

Для контроля качества проводимых работ используют глубинные регистрирующие манометры и термометры, которые устанавливают в процессе ОПЗ и вызова притока в НКТ на глубине на 10–15 м выше башмака НКТ.

Для оценки результатов работ по сохранению и восстановлению коллекторских свойств пластов проводят комплекс гидродинамических исследований; исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с получением индикаторных диаграмм и коэффициентов продуктивности; исследование методом восстановления давления с определением состояния призабойной зоны и качества (степени совершенства) сообщения скважины с пластом — коллектором; исследование профиля притока флюида к скважине для дифференцированной оценки качества работ.

При освоении скважин с применением СГПС должны соблюдаться требования следующих документов: правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности; отраслевой инструкции по безопасности труда при освоении нефтяных и газовых скважин; отраслевой инструкции по безопасному ведению работ при применении пенных систем в

Таблица 7.12

Предельно допустимые концентрации компонентов состава

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³	Токсикологическая характеристика
Нитрит натрия	5	По степени воздействия на организм относится к 3-му классу опасности; недопустимо попадание внутрь организма
Хлористый аммоний	—	Не токсичен
Косульфат-3-10н	—	Продукт не выделяет паров, поэтому не характеризуется ПДК
Сульфанол НП-3	—	Не токсичен
Превоцел	—	Не токсичен
Бензолсульфокислота	—	По степени токсичности относится к 3-му классу опасности
Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота	—	По степени токсичности относится к 4-му классу опасности
Соляная кислота	5	По степени токсичности относится к 3-му классу опасности

добыче нефти и газа ИБТВ 1-103—89; отраслевой инструкции по безопасности труда при бурении с использованием газобразных агентов ИБТВ 1-062—79.

Материалы, используемые для освоения скважин с СГПС, являются серийно выпускаемыми отечественной промышленностью. При их применении должны соблюдаться меры безопасности, изложенные в стандартах и технических условиях на эти материалы.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ, содержащихся в составе СГПС, и их характеристики приведены в табл. 7.12.

7.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

7.4.1. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА СООТНОШЕНИЕМ ФАКТИЧЕСКОЙ И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

Наиболее характерный показатель добывающих возможностей скважины — коэффициент продуктивности η , равный части суточного отбора продукции, которая приходится на единицу депрессии:

Рис. 7.31. Типичная индикаторная диаграмма для фонтанной нефтяной скважины

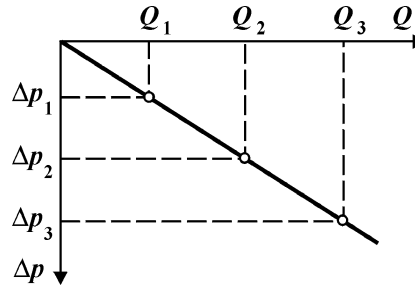
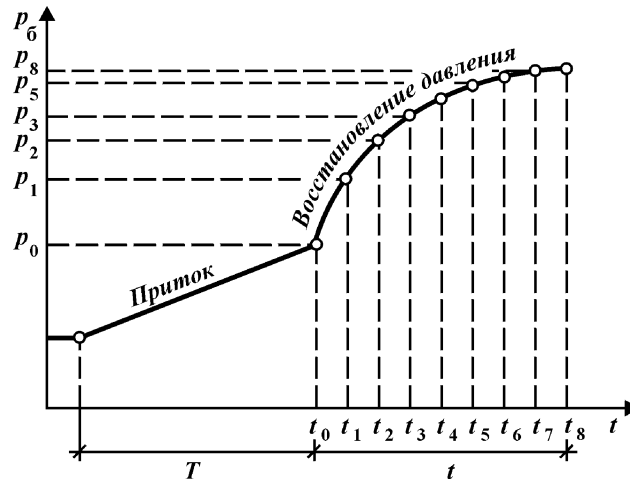


Рис. 7.32. График изменения давления на забое скважины после ее закрытия



$$\eta = Q/\Delta p, \quad (7.33)$$

где Q — дебит скважины (в $\text{м}^3/\text{сут}$) при депрессии Δp (в МПа); $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_z$, $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; p_z — забойное давление, МПа.

Различают фактический коэффициент продуктивности скважины η_f и потенциальный коэффициент продуктивности $\eta_{\text{п}}$, значения которого рассчитывают по известным значениям гидродинамических параметров продуктивных пластов.

Определяют фактический коэффициент продуктивности на основании индикаторных диаграмм (рис. 7.31), которые строятся по результатам исследования скважины на сложившихся режимах отбора продукции (не менее трех).

Индикаторная диаграмма отображает зависимость дебита (в $\text{м}^3/\text{сут}$) скважины от депрессии

$$Q = \eta_{\phi} \Delta p \quad (7.34)$$

и дает возможность определить фактический коэффициент продуктивности η_{ϕ} .

Согласно уравнению Дюпюи потенциальный дебит скважины (в м³/сут)

$$Q_{\Pi} = 2\pi\epsilon \frac{\Delta p}{b \ln(R_{\kappa} / r_c)}. \quad (7.35)$$

Разделив правую и левую части уравнения (7.47) на Δp , получим выражение для определения потенциального коэффициента продуктивности скважины (в м³/(МПа·сут)):

$$\eta_{\Pi} = 5,43 \cdot 10^{11} \epsilon \frac{1}{b \ln(R_{\kappa} / r_c)}, \quad (7.36)$$

где $\epsilon = kh/\mu$ — гидропроводность продуктивных пластов, м³/(Па·с); k — проницаемость пластов, м²; h — толщина продуктивной части пластов, м; b — объемный коэффициент для нефти (коэффициент увеличения объема сепарированной нефти в пластовых условиях); R_{κ} — радиус контура питания (зоны), м; r_c — радиус ствола скважины в интервале продуктивных пластов, м.

Для наиболее распространенных значений $R_{\kappa} = 250$ м и $r_c = 0,1$ м, которые обеспечивают удовлетворительную для промышленных расчетов точность, уравнение (7.36) принимает вид

$$\eta_{\Pi} = 0,7 \cdot 10^{11} \epsilon \frac{1}{b}. \quad (7.37)$$

Для определения гидропроводности пластов, охваченных фильтрацией во время отбора продукции, используют кривые восстановления давления на забое скважины, закрытой после отбора продукции на протяжении времени T с дебитом Q (рис. 7.32).

При отсутствии кривых восстановления давления параметр гидропроводности можно определить через проницаемость и эффективную толщину пластов на основании керновых и промыслово-геофизических исследований.

Обработку КВД проводят, например, по методу Хорнера, в соответствии с которым процесс восстановления давления на забое скважины описывается уравнением

$$p_t = p_{\Pi\lambda} - \ln \frac{Qb}{4\pi\epsilon}, \quad (7.38)$$

или

$$p_t = p_{\text{пл}} - 0,208 \frac{Qb}{\varepsilon} \lg \frac{T+t}{t},$$

где p_t — забойное давление через определенные промежутки времени t после закрытия скважины (5–10 мин); T — продолжительность работы скважины перед закрытием; Q — дебит скважины перед закрытием.

При наличии в зоне фильтрации вокруг скважины однородных по проницаемости коллекторов график зависимости (7.38) в координатах $p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$ можно изобразить в виде прямой a (рис. 7.33), наклон которой в оси времени

$$i = -\frac{BC}{AB} = 0,208 \frac{Qb}{\varepsilon}. \quad (7.39)$$

По угловому коэффициенту i определяют гидропроводность пластов (в $\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{с})$) в зоне фильтрации вокруг скважины

$$\varepsilon = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i}. \quad (7.40)$$

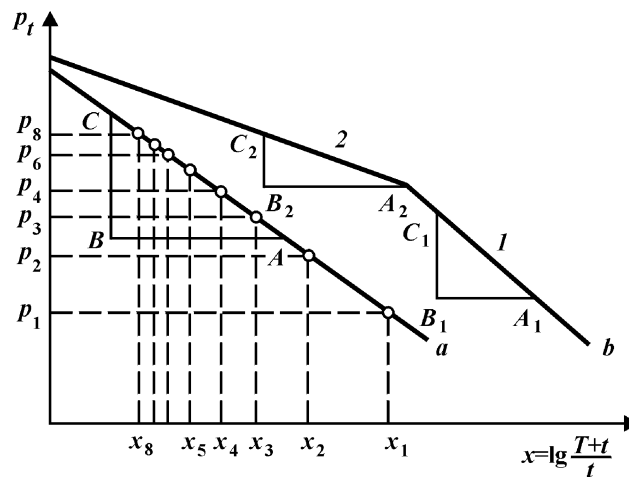


Рис. 7.33. График восстановления давления на забое скважины, преобразованный по методу Хорнера:
 a — для однородного пласта; b — для пласта с ухудшенной гидропроницаемостью призабойной зоны; $1, 2$ — призабойная и отдаленная зоны соответственно

Если в призабойной зоне скважины гидропроводность пластов ухудшается, тогда на графике восстановления давления (см. рис. 7.33) выделяются два прямолинейных отрезка 1 и 2 с коэффициентами наклона соответственно i_1 (призабойная зона) и i_2 (отдаленная зона), по которым на основании (7.40) определяют гидропроводность призабойной и отдаленной зон.

Поскольку продуктивность скважины находится в прямой зависимости от гидропроводности пластов и в обратной зависимости от депрессии, то уменьшение гидропроводности или дополнительные потери давления во время фильтрации продукции обуславливают уменьшение дебитов при одном и том же значении депрессии.

Наиболее обоснованные и объективные показатели состояния призабойной зоны скважины следующие: отношение коэффициентов продуктивности (фактического к потенциальному) ОП; отношение параметров гидропроводности (отдаленной зоны к призабойной зоне) ОГ; значение скин-эффекта S .

Показатель соотношения продуктивностей — это частное от деления фактического коэффициента продуктивности скважины на потенциальный коэффициент продуктивности:

$$\text{ОП} = \eta_{\text{ф}}/\eta_{\text{п}}. \quad (7.41)$$

Согласно выражениям для фактического $\eta_{\text{ф}} = Q/\Delta p$ и потенциального коэффициентов продуктивности получаем

$$\text{ОП} = -\frac{2i}{\Delta p} \lg \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}, \quad (7.42)$$

а для значений $R_{\text{к}} = 250$ м; $r_{\text{с}} = 0,1$ м, которые обеспечивают удовлетворительную для промысловых расчетов точность, уравнение (7.42) имеет вид

$$\text{ОП} = (6 \div 8) \frac{i}{\Delta p}. \quad (7.43)$$

При известной гидропроводности пластов (на основании КВД) и значениях $R_{\text{к}} = 250$ м и $r_{\text{с}} = 0,1$ м соотношение продуктивностей можно определить по формуле

$$\text{ОП} = 1,43 \cdot 10^{-11} b \eta_{\text{ф}} \frac{1}{\varepsilon}. \quad (7.44)$$

Отношение гидропроводностей находят делением параметра гидропроводности пластов отдаленной зоны на гидропроводность призабойной зоны, значения которых получают на основании КВД (см. рис. 7.33):

$$\text{ОГ} = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{от з}} / \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{п з}} = i_1 / i_2, \quad (7.45)$$

где i_1, i_2 — угловые коэффициенты прямолинейных отрезков кривой восстановления давления в координатах $\Delta p_t = f(\lg t)$

или $\Delta p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$ соответственно для призабойной и отдаленной зон.

При невозможности определить гидропроводность призабойной зоны на основании кривой восстановления давления используют зависимость

$$\text{ОГ} = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{КВД}} / \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta}, \quad (7.46)$$

где $\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{КВД}}$ — гидропроводность пластов, полученная на основании обработки кривой восстановления давления;

$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta}$ — гидропроводность пластов, полученная на основании фактического коэффициента продуктивности.

Гидропроводность пластов (в $\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{с})$) определяют по формуле

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta} = 0,42 \cdot 10^{-11} \eta_{\phi} b (\lg R_k - \lg r_c), \quad (7.47)$$

а при значениях $R_k = 250 \text{ м}$ и $r_c = 0,1 \text{ м}$ записывают в виде

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta} = 1,43 \cdot 10^{-11} \eta_{\phi} b. \quad (7.48)$$

Как первый (соотношение продуктивностей), так и второй (соотношение гидропроводностей) методы имеют тот недостаток, что здесь используются значения дебита, пластового давления и депрессии, точность которых в промышленных условиях, особенно при наличии низкопроницаемых коллекторов, не всегда гарантирована. Поэтому широкое применение, особенно в зарубежной практике, получил метод оценки состояния призабойной зоны через скин-эффект S .

7.4.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА НА ОСНОВАНИИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Физический смысл показателя скин-эффекта иллюстрирует зависимость его значения от соотношения между проницаемостью пластов удаленной зоны k и призабойной зоны k_s :

$$S = \frac{k_s}{k} \ln \frac{r_s}{r_c}, \quad (7.49)$$

где r_s — радиус призабойной (скиновой) зоны; r_c — радиус ствола скважины в продуктивном интервале.

Скин-эффект характеризует состояние призабойной зоны скважины, а его значение свидетельствует о наличии или отсутствии дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые могут быть обусловленными как низким качеством вскрытия пластов, так и изменением фильтрационных параметров призабойной зоны во время отбора продукции. Поскольку такие изменения влияют на процесс восстановления давления в скважине после прекращения нагнетания или отбора, то для оценки наличия скин-эффекта и определения его значения используют КВД, характер которых связан с фильтрационными параметрами зависимостью

$$\Delta p_t = \frac{Q\mu b}{4\pi k h} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c}, \quad (7.50)$$

где Δp_t — прирост давления в течение времени t после закрытия скважины, МПа; $\chi = 10 \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_{п})}$ — пьезопроводность пластов, см²/с; m — коэффициент пористости коллекторов; $\beta_{ж}$, $\beta_{п}$ — коэффициенты сжимаемости жидкости и породы соответственно.

Правая и левая части уравнения (7.50) равнозначны, когда отсутствуют дополнительные сопротивления в призабойной зоне, а их неравенство свидетельствует о различии между гидропроводностью призабойной и отдаленной зон, что ухудшение гидропроводности призабойной зоны обуславливает необходимость затрат дополнительной депрессии Δp_s при неизменном объеме фильтрации продукции.

Положительное значение скин-эффекта свидетельствует о наличии дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважины, на преодоление которых затрачивается определенная часть депрессии $\Delta p_s = iS$, по которой оценивают соотношение продуктивностей

$$\text{ОП} = \frac{\Delta p_t - \Delta p_s}{\Delta p_t}.$$

При этом в зависимости от состояния призабойной зоны возможны следующие варианты:

Состояние призабойной зоны.....	$k_s < k$	$k_s > k$	$k_s = k$
Скин-эффект.....	$S' > 0$	$S' < 0$	$S' = 0$
Соотношение продуктивностей.....	$\text{ОП} < 1$	$\text{ОП} > 1$	$\text{ОП} = 1$
Соотношение гидропроводностей.....	$\text{ОГ} > 1$	$\text{ОГ} < 1$	$\text{ОГ} = 1$