

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

УДК 622.24:622.143(075.8)

ББК 33.131

Б 27

Книга выпущена при содействии ООО "Кубаньгазпром"

Рецензенты:

кафедра бурения нефтяных и газовых скважин Северо-Кавказского
государственного технического университета;

д-р техн. наук *К.М. Тагиров*;

д-р техн. наук *Р.А. Гасумов*

**Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Про-
селков Ю.М.**

Б 27 Технологические основы освоения и глушения неф-
тяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. — М.: ООО
"Недра-Бизнесцентр", 2001. — 543 с.: ил.
ISBN 5-8365-0092-4

Приведены необходимые сведения об освоении и глушении скважин. Рассмотрены процессы и явления в призабойной зоне пласта (ПЗП). Описаны формирование призабойной зоны скважины, а также управление процессами, происходящими в ПЗП при вскрытии пласта бурением и креплении скважины. Рассмотрены воздействия на продуктивные отложения при перфорации, ремонте скважин, а также технология интенсификации вызова притока из пласта.

Для студентов, обучающихся по специальности бурение нефтяных и газовых скважин. Будет полезна специалистам, занимающимся разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений, ремонтом скважин.

ISBN 5-8365-0092-4

© Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников,
А.И. Булатов, Ю.М. Проселков,
2001

© Оформление. ООО
"Недра-Бизнесцентр", 2001

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	3
Глава 1. Основные понятия, характеризующие систему скважина – пласт	5
1.1. Условия залегания нефти, воды и газа.....	5
1.2. Физические свойства коллекторов, пластовых жидкостей и газов	8
1.3. Вскрытие продуктивных пластов.....	15
1.4. Конструкции скважин.....	18
Глава 2. Процессы и явления в призабойной зоне пласта	45
2.1. Основные сведения по теории фильтрации	47
2.2. Формирование ПЗП.....	59
Глава 3. Сооружение фильтровой части скважины	77
3.1. Типы конструкций забоев скважин.....	78
3.2. Выбор конструкции открытого забоя скважины.....	88
3.3. Выбор конструкции забоя смешанного вида	96
3.4. Выбор конструкции закрытого забоя скважины	97
3.5. Выбор конструкции забоя для предотвращения выноса песка.....	98
3.6. Мероприятия по повышению надежности крепи в рыхлых коллекторах.....	100
3.7. Пакеры	125
3.8. Внутрискважинное оборудование.....	146
3.9. Эффективность использования горизонтальных стволов.....	158
3.10. Гидропескоструйный метод формирования ПЗП	168
Глава 4. Процессы, происходящие в призабойной зоне пласта на стадии заканчивания скважин	184
4.1. Оценка степени гидродинамического совершенства скважин.....	185
4.2. Изменение проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия	195
4.3. Зарубежный опыт применения буровых растворов для заканчивания скважин.....	227
4.4. Методы изоляции и ограничения водопритоков.....	240
Глава 5. Воздействие на продуктивные отложения при вторичном вскрытии (перфорация)	249
5.1. Перфорация. Повышение эффективности вторичного вскрытия....	249
5.2. Влияние условий в скважине на эффективность вскрытия пластов перфорацией. Гидродинамическое несовершенство ПЗС.....	256
5.3. Влияние типа буровых растворов и специальных жидкостей на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов	276
5.4. Выбор типа перфорационной жидкости при перфорации	282
5.5. Очистка перфорационной среды от взвешенных частиц.....	286
5.6. Технология вскрытия пластов путем перфорации в среде очищенного солевого раствора.....	287
5.7. Перфорация в газовой среде.....	291

Глава 6. Ремонт скважин.....	293
6.1. Способы и средства восстановления герметичности обсадных колонн.....	297
6.2. Повышение герметичности резьбовых соединений обсадных колонн.....	299
6.3. Технология ремонта обсадных колонн стальными пластырями.....	306
6.4. Заколонные газопроявления.....	359
6.5. Требования к тампонажным смесям.....	378
Глава 7. Вызов притока нефти и газа из пласта, освоение скважин.....	381
7.1. Общие положения.....	381
7.2. Типовые технологические схемы освоения скважин.....	385
7.3. Вызов притока.....	390
7.4. Определение состояния призабойной зоны скважины по результатам гидродинамических исследований.....	464
Глава 8. Интенсификация притока флюида из пласта в скважину.....	472
8.1. Кислотная обработка пласта.....	472
8.2. Гидравлический разрыв пласта.....	482
Глава 9. Глушение скважин.....	492
9.1. Требования к жидкостям глушения скважин.....	492
9.2. Выбор составов жидкостей глушения.....	499
9.3. Технология глушения скважин пенами.....	500
Глава 10. Оценка качества вскрытия пластов, освоения скважин после их заканчивания и ремонта.....	526
10.1. Проверка гипотезы о нормальном законе распределения показателя качества по критерию Шапиро — Уилки.....	527
10.2. Критерий оценки качества вскрытия пласта и освоения скважин после заканчивания и ремонта.....	531
10.3. Критерии сравнения качества двух технологий вскрытия пласта и освоения скважин.....	533
10.4. Некоторые рекомендации по интерпретации гидродинамических исследований.....	535
10.5. Форма представления исходных данных и заключения о качестве вскрытия пласта или освоения скважин.....	540
Список литературы.....	541

1

ГЛАВА

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ СИСТЕМУ СКВАЖИНА – ПЛАСТ

1.1. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА

Большая часть месторождений нефти и газа приурочена к осадочным породам, являющимся хорошими коллекторами. Из минералов, входящих в состав нефтесодержащих пород, наиболее распространены кремнеземсодержащие. Значительную роль в составе пород играют глинистые минералы, слюды и полевые шпаты. Многие залежи нефти и газа приурочены к коллекторам, сложенным карбонатными породами — известняками, доломитами и др. Небольшое промышленное значение имеют коллекторы, сложенные сланцами и их разновидностями.

Осадочные горные породы (исключая карбонатные) состоят из зерен отдельных минералов различных размеров, сцементированных в той или иной степени глинистыми, известковистыми и другими веществами. Поэтому химический состав пород нефтяных и газовых месторождений отличается большим разнообразием компонентов: зерна кварца, полевого шпата, слюды, глауконита и других минералов.

Нефть и газ в нефтяных и газовых залежах располагаются в промежутках между зернами, в трещинах и кавернах пород, слагающих пласт.

Нефть в промышленных объемах обычно находят только в тех коллекторах, которые совместно с окружающими их породами образуют ловушки различных форм, удобные для накопления нефти (антиклинальные складки, моноклины, ограниченные сбросами или другими нарушениями складчатости, ловушки литологического типа, образовавшиеся вследствие фациальных изменений пород, окружающих коллектор нефти, и др.).

Многообразие условий залегания нефти и газа и геологического строения залежей безгранично. Однако большинство из них обладает некоторыми общими чертами строения, характерными для определенных групп месторождений. Это обстоятельство дает возможность учитывать особенности строения залежи и условий залегания нефти и газа в процессах их разработки и эксплуатации.

До вскрытия месторождения скважинами все физические параметры пласта — температура, давление, распределение нефти, воды и газа в залежи — находятся в состоянии, установившемся в течение геологических периодов, прошедших с момента формирования залежи.

С вскрытием пласта и началом его эксплуатации эти установившиеся условия нарушаются, и наступает период, сопровождающийся изменением свойств пластовых жидкостей, их движением и перераспределением в пористой среде. Закономерности движения нефти, газа и воды и изменения всех их параметров зависят от условий эксплуатации и разработки залежи и от начальных условий пласта. Поэтому изучение особенностей строения залежи и условий первоначального залегания нефти, газа и воды чрезвычайно важно для разработки.

Нефть и газ располагаются в залежи обычно соответственно плотностям — в верхней части ловушки залегает газ, ниже располагается нефть и еще ниже — вода. В газовой залежи, не содержащей нефти, газ залегает непосредственно над водой, хотя полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит, и часть воды остается в нефтяной и газовой зонах пласта. Эту воду принято называть связанной или остаточной. Количество связанной воды в породах залежи может изменяться от долей процента до 70 % объема пор, составляя в большинстве коллекторов 15—25 %.

Весьма сложное строение переходных зон от воды к нефти и от нефти или воды к газу. Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта "зеркала воды" не существует, и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % в водоносной части до значения содержания "связанной" воды в повышенных частях залежи. Толщина переходной зоны может достигать 3—5 м и больше.

Коллекторы нефти и газа меняются по минеральному составу и другим физическим свойствам по вертикали и горизонтали. Линзы песчаников и пропластки песка иногда без каких-либо закономерностей переходят в глинистые породы.

В связи с изменением свойств пород по залежи в различных ее частях не одинакова также нефте-, водо- и газона-

сыщенность пород. Жидкость и газы в пласте находятся под давлением, значение которого растет с глубиной залежи.

Градиент давления, т.е. прирост давления на 1 м глубины, колеблется в значительных пределах от 6 до 15 кН/м², а в среднем приблизительно принимается равным 10 кН/м². Давление, под которым находятся нефть, вода и газ в месторождении называют пластовым давлением. В газовой залежи оно одинаково по всей площади или же изменяется незначительно. В связи с большей плотностью нефти и воды по сравнению с газом в нефтяном месторождении при значительных углах падения пластов давление в различных частях залежи не одинаково — в сводовых частях оно меньше, в крыльевых больше. По мере извлечения нефти и газа давление в залежах обычно падает, что сказывается на состоянии их содержимого.

Так же как и давление по мере углубления в недра земли возрастает температура. Глубина в метрах, необходимая для повышения температуры на 1 градус, называется геотермической ступенью.

Среднее для всех слоев земли значение геотермической ступени составляет примерно 33 м/град. Однако это значение резко колеблется в различных частях земного шара и даже по вертикали на одних и тех же месторождениях.

Столь большие давления и температуры существенно влияют на свойства, а иногда и на качественное состояние пластовых флюидов. В залежах, расположенных на большой глубине, с большим пластовым давлением и высокими температурами при наличии достаточного количества газа значительная часть нефти находится в виде газового раствора. Такие месторождения называются газоконденсатными.

Физические свойства горных пород в пластовых условиях в связи с высоким давлением также отличаются от их свойств на поверхности. Значение горного давления, обуславливаемого весом вышележащих пород, на глубине 2000—3000 м достигает 40—65 МН/м². Для промысловой практики очень важно знать эти свойства, так как горные породы, слагающие пласт, представляют резервуар нефти и газа и служат путями движения их к забоям скважин при эксплуатации месторождения.

Условия залегания нефти и газа в пласте и физические свойства пластовых жидкостей являются важными исходными данными, которые используют и учитывают при разработке и эксплуатации залежи. Основные физические свойства пород и жидкостей, характеризующие нефтяную или газовую залежь, которые необходимо знать для решения задач

рациональной разработки и эксплуатации месторождений, следующие: гранулометрический состав пород, пористость пласта, проницаемость пород коллектора, удельная поверхность пород пласта, карбонатность и глинистость пород, механические свойства пород и сжимаемость пластовых жидкостей, насыщенность пород газом, нефтью и водой, физические и физико-химические свойства нефти, воды и газа (вязкость, плотность, растворимость газа в нефти и воде, поверхностные свойства нефти и воды и др.).

Продуктивные пласты (как и прочие) характеризуются неоднородностью по геологическому строению; по параметрам (толщине, проницаемости, пористости, прочности); кроме того, они бывают прерывистые, линзовидные.

1.2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ, ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Нефть — это сложная смесь углеводородов (соединений углерода с водородом). В ней обычно преобладают углеводороды метанового ряда, химическая формула которых C_nH_{2n+2} . Метан (CH_4), молекула которого состоит из одного атома углерода и четырех атомов водорода, — один из самых легких углеводородных газов. В нормальных условиях углеводороды с числом атомов углерода в молекуле до четырех (C_4H_{10}) представляют собой газы, от пяти до шестнадцати ($C_{16}H_{34}$) — жидкости, а выше — твердые вещества. В молекулах углеводородных соединений, из которых состоит нефть, может быть до 80 атомов углерода и более. В среднем в нефти содержится около 84–85 % углерода и 12–14 % водорода.

В пластовых условиях все углеводороды находятся обычно в жидком состоянии. Со снижением давления и температуры из нефти выделяются газы и тяжелые углеводородные соединения, в частности парафин, который в нормальных условиях представляет собой твердое кристаллическое вещество. В большинстве случаев парафинистые нефти содержат от 2 до 30 % парафина, а также значительное количество асфальтосмолистых веществ. По мере подъема нефти на поверхность парафин и асфальтосмолистые вещества начинают выделять-

ся, отлагаясь на стенках подъемных труб, арматуры и в призабойной зоне. В качестве примесей в нефти находятся соединения, содержащие кислород, серу и азот и в ничтожных количествах другие элементы (хлор, йод, фосфор, калий и т.д.).

Во многих нефтяных и газовых месторождениях присутствуют сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2).

В зависимости от состава нефти плотность ее изменяется от 760 до 960 кг/м^3 при температуре 20 °С. На этот параметр существенное влияние оказывают давление и температура в пластовых условиях. В связи с изменением объема нефти под действием растворенного газа и температуры плотность ее в пласте обычно ниже плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пластовых условиях меньше 500 кг/м^3 при плотности сепарированной нефти 800 кг/м^3 .

В соответствии с существующими стандартами плотность нефти и нефтепродуктов принято определять при температуре 20 °С, пользуясь понятием относительной плотности, т.е. безразмерной величиной, равной отношению плотности нефти (нефтепродукта) к плотности дистиллированной воды при температуре 4 °С. Эту плотность обозначают d_4^{20} . Так как плотность дистиллированной воды при 4 °С равна 1 г/см^3 , то относительная плотность какого-либо вещества и плотность, выраженная в г/см^3 , численно равны. Относительная плотность нефтей, добываемых в России, находится в пределах 0,76–0,96.

Вязкость — свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Для характеристики этих сил используется коэффициент внутреннего трения, который называют коэффициентом динамической вязкости μ . За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда ($\text{Па}\cdot\text{с}$), т.е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м^2 поверхности слоя действует сила, равная 1 Н, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с . Жидкость с вязкостью 1 $\text{Па}\cdot\text{с}$ относится к числу высоковязких.

В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости в 1000 раз меньше — миллипаскаль-секунда ($\text{мПа}\cdot\text{с}$). Так, пресная вода при температуре 20 °С имеет вязкость 1 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, а большинство нефтей, добываемых в России, — от 1 до 10 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, но встречаются нефти

и с вязкостью менее 1 мПа·с и в несколько тысяч мПа·с. С увеличением содержания в нефти растворенного газа вязкость заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в России, вязкость при полном выделении из них газа (при постоянной температуре) увеличивается в 2–4 раза, а с повышением температуры резко уменьшается. Например, для некоторых нефтей при изменении температуры от 10 до 50 °С вязкость снижается в 3–6 раз.

Вязкость жидкости характеризуется также коэффициентом кинематической вязкости, т.е. отношением динамической вязкости к плотности жидкости. За единицу в этом случае принят квадратный метр в секунду (м²/с). На практике иногда пользуются понятием условной вязкости, представляющей собой отношение времени истечения из вискозиметра определенного объема жидкости ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при температуре 20 °С.

Способность нефти изменять свой объем при изменении внешнего давления количественно характеризуется коэффициентом сжимаемости или коэффициентом объемного упругого расширения β_n , равного отношению изменения объема нефти ΔV к ее первоначальному объему V при изменении давления на 1 Па или 1 МПа:

$$\beta_n = \frac{1}{\Delta p} \frac{\Delta V}{V},$$

где Δp — изменение внешнего давления.

Для нефтей, добываемых в нашей стране, коэффициент сжимаемости изменяется от $7 \cdot 10^{-4}$ до $14 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹.

Коэффициент сжимаемости нефти возрастает с увеличением в ней содержания растворенного газа, так что пластовая нефть имеет обычно больший коэффициент сжимаемости, чем та же нефть, сепарированная на поверхности. Для легких нефтей, содержащих растворенный газ, β_n иногда превышает $5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па.

При обработке данных исследования скважин, а также подсчетах запасов нефти и в других случаях, бывает необходимо знать во сколько раз изменяется объем нефти при извлечении ее на поверхность. Для этого обычно пользуются объемным коэффициентом нефти b , характеризующим отношение объема нефти в пластовых условиях $V_{\text{пл}}$ к объему, который она занимает на поверхности $V_{\text{пов}}$ после дегазации (сепарации):

$$b = V_{\text{пл}} / V_{\text{пов}}.$$

На изменение объема нефти при извлечении ее на поверхность влияют следующие факторы: изменение давления, температуры и выделение из нефти газа, который в пластовых условиях был в ней растворен. Под действием пластового давления нефть в пласте сжата и при поступлении на поверхность она расширяется. Но это расширение весьма незначительно. Более существенно на изменение объема нефти влияют изменение температуры и выделение из нее растворенного газа. Для нефтей, добываемых в России, объемный коэффициент изменяется в пределах от 1,0 до 2,0. На практике часто пользуются понятием усадки нефти ΔV , т.е. уменьшением объема пластовой нефти при подъеме ее на поверхность:

$$\Delta V = V_{\text{пл}} - V_{\text{пов}}.$$

Усадку нефти, отнесенную к ее объему в пластовых условиях, можно определить по известному объемному коэффициенту по формуле

$$\Delta V / V_{\text{пл}} = \frac{b - 1}{b} 100 \, \%.$$

Иногда усадку относят к объему нефти на поверхности. Тогда

$$\Delta V / V_{\text{пов}} = (b - 1) 100 \, \%.$$

Важной характеристикой нефти в пластовых условиях является газовый фактор — количество газа, приведенное к атмосферному давлению, содержащееся в 1 м³ или 1 т нефти. Для нефтяных месторождений нашей страны газовый фактор изменяется от 20 до 1000 м³/т (в среднем он составляет 100 м³/т). Этот параметр обычно определяется по пробам пластовой нефти путем ее дегазации при нормальной температуре. С повышением давления газ растворяется в нефти. Согласно закону Генри растворимость газа в жидкости при данной температуре прямо пропорциональна давлению. Давление, при котором газ находится в термодинамическом равновесии с нефтью называется давлением насыщения. Если давление ниже давления насыщения, из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ.

Изменение температуры приводит к незначительному изменению объема нефти. Способность нефти к температурному расширению характеризуется отношением приращения объема ΔV при изменении температуры Δt к первоначальному ее объему V .

Коэффициент термического расширения нефти

$$\alpha = \frac{1}{\Delta t} \frac{\Delta V}{V}.$$

Этот коэффициент характеризует температурное расширение при повышении температуры на 1 °С.

СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

В пластовых водах, как правило, растворено значительное количество различных веществ. Среди них чаще всего встречаются растворимые соли соляной, серной, угольной, сероводородной, азотной и борной кислот. Некоторые воды содержат значительное количество йода и брома и используются как сырье для получения этих ценных элементов.

Плотность пластовых вод всегда больше единицы и в ряде случаев достигает 1,3 г/см³ и более и прямо связана с их минерализацией. Чем больше минерализована вода, тем выше ее плотность. Термический коэффициент расширения пластовых вод в интервале температуры 20–70 °С изменяется в пределах от $2 \cdot 10^{-4}$ до $8 \cdot 10^{-4}$ 1/°С. Коэффициент сжимаемости пластовых вод изменяется в зависимости от температуры, давления и содержания в них растворенного газа. Для дегазированных пластовых вод на основных нефтяных месторождениях России коэффициент сжимаемости изменяется от $3 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Сжимаемость пластовой воды возрастает с увеличением в ней содержания растворенного газа.

Содержание растворенного в пластовой воде газа зависит главным образом от давления, в меньшей степени от температуры и минерализации воды. С увеличением минерализации растворимость газа в воде снижается. В водах нефтяных месторождений нашей страны обычно содержится 1–5 м³/м³ растворенного газа.

Пластовая вода, как и нефть, при извлечении на поверхность изменяет свой объем.

Объемный коэффициент пластовой воды колеблется в пределах от 1 до 1,05.

Вязкость пластовой воды существенно зависит от температуры (с повышением температуры она уменьшается) и ее минерализации (чем выше минерализация, тем больше вязкость).

СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Газ, добываемый из газовых месторождений или попутно с нефтью, состоит из смеси легких углеводородов (главным образом метана), паров бензина и примесей азота, углекислоты, окиси углерода и сероводорода.

Плотность газов существенно зависит от давления и температуры. Она может измеряться в абсолютных (например, в г/см^3 , кг/м^3) и относительных единицах. При давлении около 0,1 МПа и температуре 0 °С плотность газов примерно в 1000 раз меньше плотности жидкостей и изменяется для углеводородных газов от 0,0007 до 0,0015 г/см^3 (в зависимости от содержания в газе легких и тяжелых углеводородов).

Относительной плотностью газа называют отношение плотности газа при атмосферном давлении (0,1 МПа) и стандартной температуре (обычно 0 °С) к плотности воздуха при тех же значениях давления температуры. Для углеводородных газов относительная плотность по воздуху изменяется в пределах 0,6–1,1.

Растворимость реальных газов (в том числе и нефтяных) в жидкости при неизменной температуре определяют по формуле

$$s = \alpha p^b,$$

где s — объем газа, растворенного в единице объема жидкости, приведенный к стандартным условиям; α — коэффициент растворимости газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям), растворяемый в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 МПа; p — давление газа над жидкостью; b — показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального. Значения α и b зависят от состава газа и жидкости. Например, для некоторых условий показатель b изменяется в пределах 0,8–0,95. Коэффициент растворимости α для нефтей и газов основных месторождений России изменяется в пределах 5–11 $\text{м}^3/\text{м}^3$ на 1 МПа.

На многих месторождениях природный газ первоначально существует в растворенном состоянии (в нефти) и выделяется из раствора только при снижении давления. Чем больше снижается давление, тем больше выделяется газа из раствора. То давление, при котором газ начинает выделяться из нефти, называется давлением насыщения нефти газом.

Вязкость нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и темпера-

туре 0 °С обычно не превышает 0,01 мПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, имеют, как правило, большую вязкость.

Состояние газа характеризуется давлением, температурой и объемом. Для идеальных газов соотношение между этими параметрами определяется основными законами газового состояния. По закону Бойля – Мариотта для данной массы газа при изотермическом сжатии (постоянной температуре) произведение объема на давление остается неизменным:

$$pV = p_0V_0,$$

где p , V – соответственно давление и объем газа при данном состоянии; p_0 , V_0 – соответственно давление и объем газа при начальном состоянии (до сжатия).

При постоянном давлении изменение объема данной массы газа по закону Гей-Люссака прямо пропорционально изменению его температуры:

$$\Delta V = \alpha_V V_0(t - t_0),$$

где α_V – температурный коэффициент расширения газа; V_0 , t_0 – соответственно объем и температура газа при начальном состоянии (до нагрева).

Объем газа V_t при изменении температуры от t_0 до t можно определить по формуле

$$V_t = [1 + \alpha_V(t - t_0)]V_0.$$

Закон Шарля отражает зависимость давления данной массы газа от температуры:

$$\Delta p = \alpha_p p_0(t - t_0),$$

где Δp – изменение давления газа в замкнутом объеме ($V = \text{const}$), вызванное изменением температуры на $t - t_0$; α_p – термический коэффициент давления.

Давление газа при изменении его температуры можно определить по формуле

$$p_t = p_0[1 + \alpha_p(t - t_0)].$$

Для всех газов приближенно выполняется равенство

$$\alpha_V = \alpha_p = 1/273.$$

Состояние идеальных газов описывается законом Клапейрона, обобщающим законы Бойля – Мариотта, Гей-Люссака и Шарля:

$$pV/T = p_0V_0/T_0 = R',$$

где T , T_0 – соответственно текущая и начальная абсолютная температура газа; R' – газовая постоянная для данной массы газа.

При сравнительно невысоких давлениях реальные природные газы подчиняются основным законам. Однако при высоких давлениях происходят заметные отклонения от этих законов, которые в практических расчетах следует учитывать. Поэтому для реальных газов в формулу Клапейрона вводится поправочный коэффициент z , называемый коэффициентом сверхсжимаемости газа. Тогда формула имеет вид

$$pV = zRT.$$

Коэффициент сверхсжимаемости зависит от состава газа, температуры и давления. Зависимость его от указанных факторов находят экспериментально. Уравнение Клапейрона используют во многих задачах исследования скважин и, в частности, для приведения объема газа к стандартным условиям.

1.3. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

До недавнего времени вскрытие продуктивного объекта технологически мало отличалось от разбуривания вышележащих пород, и в основе разработки технологической программы оставались технико-экономические вопросы – без осложнений и как можно быстрее пройти коллектор. Обращалось внимание на возможность возникновения газопроявлений, в связи с чем предпринимались предупредительные мероприятия.

Однако исследователями с 50-х годов поднималась проблема сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта после его бурения. Предложено большое количество рецептов буровых растворов и растворов (жидкостей), используемых при перфорации. Тем не менее сохранность продуктивного пласта – задача более глубокая и сложная и не ограничивается подбором специальных буровых растворов. Необходимо обратить внимание на все элементы технологии заканчивания скважин с приоритетом сохранения есте-

ственной проницаемости пласта при очевидном негативном воздействии ряда технологических факторов.

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений скважин во многом определяется состоянием призабойной зоны в период заканчивания.

В результате физико-химического и механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород в призабойной зоне.

Физико-химическое воздействие на призабойную зону обусловлено взаимодействием флюида пласта и фильтрата бурового и цементного растворов, а также действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт оказывают следующие факторы:

разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;

изменяющееся противодействие столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся давление столба цементного раствора);

фильтрация фильтрата бурового (и цементного) раствора;

изменяющийся температурный режим в скважине;

гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущимся инструментом;

гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др.

В процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта следует уделять внимание технологическим факторам, до минимума снижающим отрицательное воздействие не только потому, что современная технология вращательного бурения не имеет пока достаточно средств для управления процессами в призабойной зоне, но и потому, что не учитывается большое значение этого процесса для последующей эксплуатации продуктивного пласта.

В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое значение (в зависимости от глубины) от 1,5 до 3,5 МПа. В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении, а также движения вниз бурового инструмента.

Нечетко определены понятия качества работ в бурении и

заканчивании скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) для многих производственных объединений России стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин — получаемый полезный эффект, т.е. добыча углеводородов на рубль затрат при строительстве скважин — за последние годы сократилась. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2–4 раза больше в зависимости от условий — это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности, альтернатива экстенсивному пути ее развития, экономически не оправданному освоению многих новых малопродуктивных месторождений.

Решение проблемы качества строительства скважин содержится в первую очередь следующим факторами.

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности — наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом — не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценка качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствует оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодно ускорение и снижение фактической себестоимости строительства скважин по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству, лишь бы был достигнут его минимальный уровень, необходимый для сдачи скважин.

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необхо-

димыми техническим средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

1.4. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от правильного выбора конструкции, обеспечивающей разделение зон, характеризующихся несовместимыми условиями бурения, различными режимами бурения с соответствующими буровыми растворами.

Одной из основных задач в глубоком разведочном бурении является тщательный учет всех факторов с целью выбора наиболее рациональной конструкции скважин, особенно бурящихся на глубины свыше 4000–5000 м. Наиболее важный фактор — использование совершенной технологии процессов бурения, разработанной с учетом особенностей проходки скважин в сходных геологических условиях на основе глубокого анализа опыта их бурения.

Практика проводки скважин в сложных геологических условиях, научные разработки в области бурения и крепления, выполненные за последние 5–7 лет, позволили резко увеличить глубину скважин (до 7000 м и более) и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях:

- увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;

- применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;

- использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и в некоторых случаях эксплуатационных колонн;

- уменьшение конечного диаметра скважин и эксплуатационных колонн;

- обязательный учет условий вскрытия и разбуривания продуктивного объекта и оценка возможности упрощения и облегчения конструкции скважины за счет совершенствования технологии заканчивания.

1.4.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Все обсадные колонны по своему назначению делятся следующим образом.

Направление — первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие особенности. Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направление забивают в породу, как сваю.

Кондуктор — колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

сплошные, перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала; хвостовики для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторое расстояние;

летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

В тяжелых условиях бурение (искривление ствола, боль-

пное количество долблений) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн.

Эксплуатационная колонна — последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Основные параметры конструкции скважины — количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

- а) геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;
- б) назначение и цель бурения скважины;
- в) предполагаемый метод заканчивания скважины;
- г) способ бурения скважины;
- д) уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- е) уровень квалификации буровой бригады и организации материально-технического обеспечения;
- ж) способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относятся предполагаемая и фактическая стратиграфия и тектоника разреза, мощность пород с различной проницаемостью, прочность, пористость, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления. Они определяют принципы проектирования.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкции скважин учитывается как фактор неизменный.

В процессе разработки залежи ее первоначальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации

добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа из недр. Поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главнейших факторов.

Все технико-экономические факторы субъективные и изменяются во времени. Они зависят от уровня и степени совершенства всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях является рациональной. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше факторы, и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше количество и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

Геологические условия бурения. Чтобы обеспечить лучшие условия бурения и наиболее эффективную технологию проводки, а также предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования; проницаемость пород и пластовые (поровые) явления; наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений промывочной жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;

температуру горных пород по стволу;

углы падения пород и частоту чередования их твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной (или колоннами) сразу же после вскрытия всей их мощности, так как при бурении могут образоваться обвалы и резко осложнятся работы по проходке.

Зоны с различным характером осложнений (проявления и поглощения) также должны быть изолированы друг от друга, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигается прямо противоположными несовместимыми методами.

Температура горных пород в процессе бурения значительно влияет на вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС) и водоотдачу бурового раствора: чем выше температура горных пород, тем труднее поддерживать эти параметры в допустимых пределах. Иногда, кроме термостойких реагентов для прохождения таких зон требуются различные несовместимые системы буровых растворов, что вызывает необходимость разобщения подобных зон обсадными колоннами. Значительная разница температур требует применения различных цементов.

Углы падения горных пород и частота чередования их по твердости при прочих условиях оказывают доминирующее влияние на темп искривления ствола в процессе бурения. Чем больше углы падения пород (примерно до 60°) и чем чаще породы с различной твердостью переслаиваются, тем выше темп набора кривизны.

Колебания зенитного и азимутального углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и препятствуют достижению обсадными колоннами проектных глубин в стволе вследствие их заклинивания при спуске в желобах. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления ствола были минимальными. Проектная конструкция нарушается, что, как правило, приводит к ликвидации скважины в результате невозможности довести ее до заданной глубины.

Назначение скважины. Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающим фактором является обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и меньше с последующим спуском 114-мм эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обуславливает возникновение сминающих нагрузок.

Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

незначительная вязкость газа обуславливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и колонного пространства;

интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на не-

зацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность (при определенных температурных перепадах и некачественном цементировании колонны перемещаются в верхнем колонном направлении);

возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозионным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, заключаются в следующем:

достаточная прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в заколонном пространстве;

качественное разобщение всех горизонтов и, в первую очередь, газонефтяных пластов;

достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Запроектированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

Метод вскрытия пласта. Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относятся пластовое давление, наличие пропластковых и подошвенных вод, прочность пород, слагающих пласт, тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или "обратным" цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами.

Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов, плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

На рис. 1.1 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

Способ бурения. В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом, гидравлическими забойными двигателями или электробурами. Для обеспечения эффектив-

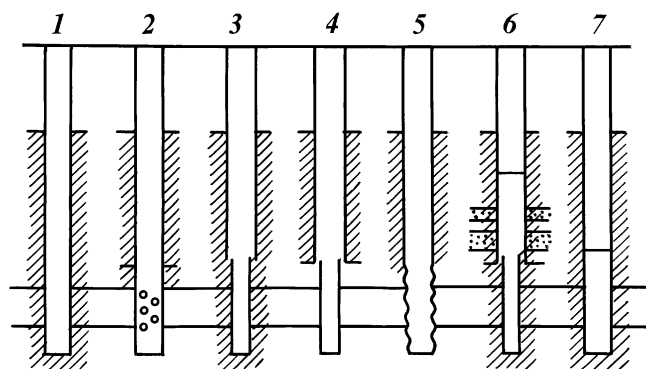


Рис. 1.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:

1 — сплошная колонна, зацементированная через башмак; 2 — сплошная колонна, зацементированная через специальные отверстия под пластом; 3, 4 — зацементированная колонна с хвостовиком; 5 — колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем); 6, 7 — комбинированные колонны, спущенные секциями

ной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметром 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют возможную ее конструкцию.

Диаметр турбобура, мм.....	190	168
Конструкция скважины, мм	377×273×146(168)	351×245×146(168)

Наименьший диаметр работоспособного электробура равен 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание диаметров обсадных колонн в конструкции скважины: 377×299(273)×146(168) мм.

Наиболее широк диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют (последовательно и одновременно) турбинный и роторный способы. Как правило, на конструкцию скважины турбинный способ отрицательного влияния не оказывает.

При разработке рациональной конструкции глубоких разведочных скважин необходимо исходить из условий получения наибольших скоростей бурения при наименьших объемах работ в промежуточных колоннах, выбора минимально допустимых зазоров между колонной и стенками скважины, максимально возможного увеличения глубины выхода спускаемой колонны из-под предыдущей, а также уменьшения диаметра эксплуатационной колонны. При выборе конструкции должны быть обеспечены условия максимального сохранения естественного состояния ствола скважины.

В процессе бурения происходит естественное или принудительное искривление скважин, что затрудняет крепление ствола колоннами обсадных труб. Влияние искривления скважины на проходимость обсадных колонн количественно не оценивалось.

В процессе спуска обсадных труб в скважину наблюдается активное взаимодействие колонны труб со стенками скважины и заполняющей ее жидкостью. Это взаимодействие носит сложный характер и проявляется в виде сопротивления, которое оказывает скважина спуску колонны труб. Определению сил сопротивления и нагрузок, действующих на колонну, посвящены работы М.М. Александрова, А.И. Булатова, П.А. Вислобичского, В.Г. Гераськина, Р.Н. Марченко, Л.Б. Измайлова, Ю.А. Песляка и др. Сила сопротивления спуску колонны труб, замеренная в скважине, отражает влияние многочисленных физических и геометрических факторов, т.е. является вели-

чиной статистического характера, но анализ совокупного влияния этих факторов позволяет вполне определенно проследить зависимость силы сопротивления скважины от суммарной силы, прижимающей колонну труб к ее стенкам. Это дает основание рассматривать силу сопротивления как произведение прижимающей силы на коэффициент сопротивления.

Сопротивления, возникающие в определенных условиях, могут достигать больших значений и препятствовать спуску обсадных колонн в скважину.

Для успешного спуска обсадных колонн ствол скважины в интервале крепления должен иметь среднюю интенсивность пространственного искривления. Плотность бурового раствора должна быть минимально допустимой. Особое значение при этом приобретают гидродинамические нагрузки на продуктивный пласт.

Сложность геологических условий проводки глубоких и сверхглубоких скважин, длительные сроки их сооружения, большие материальные затраты — все это диктует необходимость более глубокого теоретического и экспериментального изучения комплекса условий, определяющих надежность и долговечность конструкций таких скважин с целью их дальнейшего совершенствования.

Проведенные исследования и промысловый опыт показывают, что на современном этапе развития технологии и техники бурения использованы почти все возможности упрощения конструкций скважин за счет снижения зазоров между скважиной и колонной, и дальнейшее их совершенствование может идти лишь по пути увеличения выхода незакрепленного ствола из предыдущей колонны. Значение выхода зависит в основном от продолжительности бурения, т.е. максимально возможного времени устойчивости ствола скважины в осложненных геологических условиях.

Наряду с этим значение выхода из промежуточной колонны зависит от устойчивости последней к внешним и внутренним нагрузкам, которые при механическом износе стенок обсадных труб способны вызвать повреждения колонны или потерю герметичности. При бурении глубоких разведочных скважин это недопустимо.

Степень износа труб определяется выполненной в обсадной колонне работой при бурении из-под башмака колонны на длину выхода из нее. Объем указанной работы характеризуется в основном числом спускоподъемных операций (СПО), выполненных в колонне, и временем вращения бу-

рильного инструмента в ней. При одном и том же значении пути трения износ обсадных труб различен при разных значениях прижимающих нагрузок, зависящих от угла и азимута искривления ствола скважины, длины и диаметра бурильного инструмента, скорости движения колонны. Следовательно, применение высокопрочных труб в компоновке колонн не означает, что она будет иметь большую износостойкость, поэтому обсадные колонны, предназначенные для глубоких скважин, не рекомендуется составлять из высокопрочных труб с пониженной толщиной стенки.

Объем работ в промежуточных колоннах настолько велик, что избежать значительного износа труб невозможно. Например, в Чечне и Ингушетии в скважинах глубиной до 4000 м в 273- и 245-мм колоннах суммарный объем работ равен 500–550 тыс. м при возвратно-поступательном движении и 150 тыс. м при вращении бурильных труб.

Анализ зарубежных и отечественных конструкций сверхглубоких скважин показал, что максимальные выходы из промежуточных колонн находятся в пределах 1000–3500 м, причем меньшие выходы приходятся на трубы диаметром 219, 194 и 168 мм, из которых составляются наиболее ответственные колонны.

При выборе конструкции скважины необходимо оценивать длину выхода и механический износ промежуточных колонн. Г.М. Эрлихом была предложена методика работ по оценке износа обсадных колонн, получившая широкое распространение в практике проектирования конструкций скважин на Кубани. Методика прошла промышленную апробацию и показала хорошую сходимость результатов расчета и замеров остаточной толщины стенок обсадных труб после их извлечения из скважин.

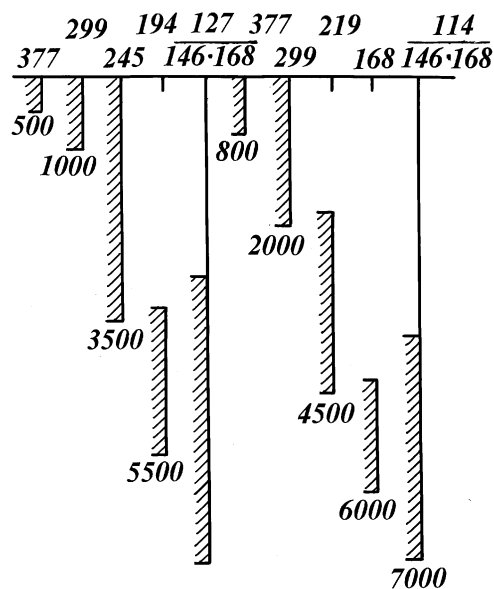
Для определения объема работ при возвратно-поступательном движении L_1 и вращении бурильного инструмента в колонне L_2 , а также износа обсадных труб i предложены следующие зависимости:

$$L_1 = \frac{2ch}{l} \left(S + H_0 \frac{l}{H'} - H_0 \right); \quad (1.1)$$

$$S = H_1 + \left(\frac{H_2 - H_1}{c} \right) \left(\frac{c+1}{2} \right); \quad (1.2)$$

$$L_2 = \pi d n t \frac{h}{l_0}; \quad (1.3)$$

Рис. 1.2. Примеры конструкций скважин, принятых при расчете промежуточных обсадных колонн на механический износ



$$i = (L_1 + L_2) / 41\,500, \quad (1.4)$$

где s — число рейсов; h — длина бурильного замка в свинченном виде; l — средняя длина одной трубы с замком; S — средняя длина бурильной колонны при спуске или подъеме за рейс; H_0 — общая длина УБТ; H' — начальная глубина бурения; d — диаметр замка бурильной трубы; n — средняя частота вращения ротора при бурении в интервале от H_1 до H_2 , об/мин; t — время бурения роторным способом, мин; l_0 — расстояние между замками бурильной колонны; 41 500 — условное линейное перемещение бурильной колонны (в м), необходимое для износа стенок обсадных труб на 1 мм.

По приведенным формулам выполнен расчет механического износа труб промежуточных колонн для ряда конструкций (рис. 1.2). Итоговые данные расчета, приведенные в табл. 1.1, показывают, что даже при длине выхода из колонн 1000—1500 м и относительно малом числе рейсов (средняя проходка на долото 10 м) износ стенок предыдущих потайных колонн составляет 30—77 % начальной, а для 299- и 245-мм колонн в подобных конструкциях при рассчитанном объеме работ в них возможно протирание обсадных труб насквозь.

Таблица 1.1

Расчетный износ труб промежуточных колонн

Диаметр, мм				Длина выхода из колонны, м	Число рейсов (спуско-подъемов) инструментов
обсадных труб	бурильной колонны	замков бурильных труб	утяжеленные бурильные трубы (УБТ)		
299	141	172	254	2500	250
245	141	172	203	2000	200
219	114	140	178	1500	150
194	114	140	146	1500	150
168	114	140	146	1000	100

Продолжение табл. 1.1

Частота вращения ротора, об/мин	Суммарная длина перемещений инструментов (в м) при		Износ труб, мм			Максимальная и минимальная остаточная толщина стенок обсадных труб, мм
	бурении	СПО	концентричный	эксцентричный	последующий при бурении ниже хвостовиков	
93	193 000	96 500	7	10	3–5	0
93	154 000	117 200	5	10	2–3	2–0
43	51 200	111 000	4	6	2–3	4–1
43	51 200	128 300	4	7	—	6–3
43	34 100	88 000	3	4	—	7–6

Примечания. 1. Толщина стенки обсадной трубы 10 мм. 2. Время одного рейса 5 ч.

Использование в конструкциях скважин колонн-секций и потайных колонн предопределяет применение комбинированных бурильных колонн. Это позволяет увеличить на 22–53 % количество подаваемого на конечную глубину бурового раствора, что приводит к иным гидродинамическим условиям при разбуривании продуктивного горизонта.

1.4.2. ВЫБОР ДИАМЕТРА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН ВЫСОКОДЕБИТНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В литературе предложено несколько методов расчета рациональных диаметров газовых скважин, но до настоящего времени точного решения данной задачи нет. Диаметр эксплуатационной колонны определяют исходя из условия максимального использования энергии пласта при минимальных капиталовложениях в разработку месторождения.

Например, М.А. Цайгер считает, что показателем рациональности конструкции I может служить следующее выражение:

$$I = K_c \frac{\Delta p^2}{q}, \quad (1.5)$$

где K_c — капиталовложения в строительство одной эксплуатационной скважины данного диаметра; Δp — депрессия на пласт; q — дебит скважины.

Однако Н.В. Черский справедливо полагает, что в методике не учитывается вся пластовая энергия, затрачиваемая на движение в системе пласт — скважина, и данный метод применим лишь для приближенного определения рационального диаметра скважин только в однородных пластах с одинаковой, постоянной для всего периода разработки месторождения физико-механической характеристикой пород в пределах площади газоносности, которые встречаются очень редко.

Е.М. Нанивский под показателем рациональности конструкции понимает отношение затрат капиталовложений и пластовой энергии к добыче 1 тыс. м³ газа в сутки, т.е.

$$I = \frac{K_c(p_{\text{пл}} - p_y)}{q}, \quad (1.6)$$

где $p_{\text{пл}}$, p_y — соответственно пластовое давление и давление на устье.

Сравнение зависимостей (1.5), (1.6) показывает, что последняя учитывает замечание Н.В. Черского. Однако справедливость и точность уравнения (1.6) также вызывает сомнение, ибо при определении рационального диаметра производят обобщение и суммирование данных по добыче всех эксплуатационных скважин вне зависимости от их местоположения на структуре, мощности вскрытого продуктивного горизонта, изменения коллекторских свойств пласта как по условиям залегания, так и во времени. Поэтому оптимальный диаметр эксплуатационной колонны определяется исходя из условия обеспечения максимального значения удельного дебита средней скважины

$$q_{\text{уЛ}} = \frac{Q_r}{K(p_{\text{пл}} - p'_y)}, \quad (1.7)$$

где Q_r — заданный отбор газа из месторождения; K — капиталовложения в строительство всех эксплуатационных скважин; p'_y — давление на устье средней скважины.

Решение уравнения (1.7) сопряжено со значительными трудностями, так как конечные расчетные формулы для определения оптимальных значений диаметров и дебитов скважин, а также рациональной депрессии на пласт требуют значительного объема исследовательских работ, связанных с испытанием уже эксплуатирующихся скважин.

Кроме того, сделано допущение: капиталовложения прямо пропорциональны диаметру эксплуатационной колонны.

Анализ технико-экономических показателей эксплуатации газовых скважин месторождения Медвежье с применением колонн диаметром 168–324 мм, выполненный с учетом целого комплекса данных, подтвердил нецелесообразность использования 324-мм труб, что указывает на нелинейность изменения капиталовложений в зависимости от диаметра эксплуатационных колонн. Поэтому уравнение (1.7) должно быть уточнено, а вывод проверен на практике.

Е.М. Нанивский рекомендует принимать диаметр эксплуатационных колонн газовых скважин для Уренгойского месторождения при дебитах от 6,5 до 1,0 млн. м³/сут, равным 299 мм, а для месторождения Медвежье при дебите скважин от 4,7 до 0,7 млн м³/сут – 273 мм. Расчеты Г.С. Грязнова подтверждают, что наиболее рациональные диаметры эксплуатационных колонн, способные пропустить поток газа с дебитом 5–8 млн м³/сут, при оптимальном расходе пластовой энергии и наиболее высокой экономической эффективности равны 245–273 мм для месторождений типа Медвежьего и 245–324 мм для месторождений типа Уренгойского.

Следует отметить, что исходя из криологических и теплофизических условий указанных месторождений диаметр эксплуатационной колонны 219 мм является граничным. При меньшем диаметре возможно образование кристаллогидратов и пробок, для предупреждения которых потребуются ввод в скважины ингибиторов.

Заслуживает внимания выбор диаметра эксплуатационной колонны на основании детальных подсчетов потерь давления в начальный период добычи и с учетом тех изменений в потерях, которые произойдут в процессе дальнейшей разработки залежи (Е.М. Минский и А.Л. Хейн).

При больших диаметрах эксплуатационных колонн необходимо учитывать взаимодействие скважин по пласту и возможность образования крупных воронок депрессии, размеры которых превысят расстояние между ними, что может привести к снижению забойного давления и ухудшению технико-экономических показателей работы скважины.

Экономически оправдано заканчивание высокодебитных скважин эксплуатационными колоннами диаметром 219–324 мм. При увеличении диаметра колонн в 2,2 раза (от 146 до 324 мм) дебит возрастает в 8–8,5 раза, а стоимость строительства — лишь в 1,6 раза (Уренгойское месторождение).

1.4.3. ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Термин “надежность” означает свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени в определенных пределах значения установленных эксплуатационных показателей, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.

Под надежностью конструкции скважины следует понимать такое техническое состояние закрепленной части ствола, которое позволяет осуществлять комплекс технологических операций, направленных на успешное преодоление возникших осложнений и дальнейшее углубление скважины. При этом к конструкции скважины предъявляются следующие основные требования:

- использование обсадных колонн оптимального диаметра для перекрытия возникших зон осложнений и достижение проектной глубины скважины;

- предупреждение интенсивного механического износа внутренней части обсадных колонн;

- передача на забой максимума гидравлической мощности для выбора оптимального режима бурения;

- возможность создания значительных по абсолютным значениям избыточных внутренних давлений в закрепленной части ствола для борьбы с возникающими газоводонефтепроявлениями или при ожидаемом вскрытии пластов с АВГД;

- исключение заколонных проявлений и межпластовых перетоков;

- обеспечение прочности конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца;

- качественное разобшение всех горизонтов и, в первую очередь, газовых пластов — объектов самостоятельной разработки;

- достижение запроектированных режимов эксплуатации

скважины, обусловленных проектом разработки горизонта (месторождения);

применение современных методов испытания, освоения и ремонта скважины.

Указанные требования определяют в целом совершенство конструкции. При их обеспечении достигаются наилучшие технико-технологические показатели процесса бурения, заканчивания скважины и последующей ее эксплуатации. Некоторые факторы очевидны, поэтому авторы не сочли нужным более детально рассматривать их, ограничившись в последующих главах предположениями по их учету при проектировании конструкций.

Один из важнейших вопросов надежности конструкции скважины — обеспечение прочности и герметичности каждого интервала крепления. Резьбовые соединения обсадных труб в силу своих конструктивных особенностей негерметичны. Замеры, проведенные на разрезах сопряженных резьбовых пар, показали (П.Н. Овчарук и др.), что зазоры между гранями и вершинами витков достигают 0,19—0,39 мм. В связи с недостаточной герметичностью резьбовых соединений обсадных труб и высокой проникающей способностью газа применяют специальные уплотняющие смазки с герметизирующим составом. В буровой практике для обеспечения плотности и во избежание задиров резьбовых соединений труб промежуточных обсадных колонн применяют смазки типов Р-402 и Р-2МВП. Для резьбовых соединений эксплуатационных колонн применяют смазки типов УС-1, Р-402, Р-2МВП, КНИИНП-2 и другие, менее известные.

АНИ рекомендуются сложные составы (основы и смазки). В качестве основы используют нефтяное масло (с определенными свойствами), стеарат алюминия и лития, в качестве смазки — порошкообразный графит, цинк, свинец, медь и другие материалы. Применение всех составов преследует одну цель — обеспечение смазки трущихся поверхностей (предохранение от задира и снижение трения) и уплотнение. Некоторые материалы, например чешуйчатая медь, образуют на поверхности резьбы сплошную пленку, что повышает герметичность соединения.

В зарубежной нефтепромысловой практике весьма надежными считаются полимеризующиеся составы "Бакерлок" и "Средлок" (США), "Металлон PR" (ФРГ) и др.

Применение существующих уплотнительных полимеризующихся смазок для герметизации резьбовых соединений в промысловых условиях зачастую не достигает цели в основном по

двум причинам: во-первых, на заводские соединения не всегда нанесен уплотнительный состав; во-вторых, на буровой сложно осуществлять обезжиривание резьбы и наносить смазку.

Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюком и другими проведены исследования применяемых металлических уплотнителей, наиболее эффективным из которых является цинковый уплотнитель. Предложенный способ заключается в том, что впадины последних контактных витков внутренней резьбы заполняются слоем мягкого металла, постепенно уменьшающегося по толщине в направлении входной части резьбового соединения; одновременно создается радиальное и торцовое уплотнение резьбовых витков труб, т.е. надежная герметизация соединений обсадных труб.

1.4.4. МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого, сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

До настоящего времени выбор конструкций скважин осуществлялся, как правило, без достаточно систематизированного анализа определяющих факторов и базировался в основном на принципах минимального расхода металла или борьбы с осложнениями в процессе бурения.

Вопросами разработки принципов подхода к проектированию рациональной конструкции скважин занимался ряд исследователей в нашей стране и за рубежом. В одних случаях, за основную предпосылку принималось гидродинамическое совершенство конструкции с целью получения на забое скважины максимальной гидравлической мощности или определения необходимых зон крепления и глубины спуска обсадных колонн в зависимости от условия предупреждения гидроразрыва горных пород или газопроявлений; в других случаях, определяющим фактором была конечная стоимость скважины как инженерного сооружения. В принятом для руководства положении определяющим принципом проектирования рациональной конструкции скважины считается обоснованное распределение всего интервала бурения на несколь-

ко зон в зависимости от несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под несовместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном, лежащем выше интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение специальных дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Отсутствие единой методики выбора конструкций скважин в одних случаях приводит к большим затратам средств на ликвидацию осложнений в процессе бурения, а в других — к излишнему расходованию металла на крепление скважин.

Вместе с тем есть и рациональный подход к установлению главных факторов, определяющих совершенство конструкции скважины в различных геолого-технических условиях.

Рассмотрим основные из них.

При заканчивании скважин турбинным способом необходимо соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q , т.е. расхода Q , отнесенного к площади забоя:

$$q = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad (1.8)$$

где D — диаметр скважины.

Условием использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах является реализация на забое $2/3$ общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощности, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного $2/3$, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

Таблица 1.2

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6 $\frac{5}{8}$ "	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5Б-7 $\frac{1}{2}$ "	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8"	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5Б-9"	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5Б-9"	0,69

В табл. 1.2 приведены рациональные диаметры скважины и бурильных труб. Эти варианты обеспечивают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы обеспечивают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе обеспечивают максимальный коэффициент полезного действия (КПД) гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от гидродинамики давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных поглощений бурового раствора или газонефтеводопроявлений служат основой методики М.К. Сеид-Рза и др.

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = \frac{p_1}{\Delta p_2 - \Delta p_1}, \quad (1.9)$$

где p_1 — ожидаемое давление на устье скважины; Δp_1 — ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну; Δp_2 — минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора.

Как следует из выражения (1.9), необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

При отсутствии в геологическом разрезе интервала, про-

буриваемого под очередную промежуточную колонну после кондуктора, водогазонефтенасыщенных пластов с АВПД, значение p_1 принимается равным 0,1. Тогда выражение, определяющее длину кондуктора H'_1 при проектировании конструкции скважин для нормальных условий, имеет вид

$$H'_1 = \frac{0,1}{\Delta p_2 - \Delta p_3}, \quad (1.10)$$

где Δp_3 — максимальное значение градиента гидродинамического давления промывочной жидкости, применяемого при бурении под промежуточную колонну, МПа/м.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H''_1 в результате незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят из выражения

$$H''_1 = p_2 / \Delta p_2, \quad (1.11)$$

где p_2 — давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны, возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны, которую рассчитывают из максимального значения гидродинамического давления, возникающего при бурении под очередную колонну:

$$H_2 = p_3 / \Delta p_4, \quad (1.12)$$

где H_2 — глубина спуска промежуточной колонны; p_3 — максимальное значение гидродинамического давления, возникающего в процессе бурения под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны; Δp_4 — минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газоводонефтепроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх. Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска H промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{\text{пл}}/\alpha', \quad (1.13)$$

где $p_{\text{пл}}$ — максимально возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; α' — градиент давления разрыва пластов, принятый равным 0,02 МПа/м.

В формуле (1.13) максимально возможное давление газа на искомой глубине H условно принято равным пластовому, причем разница между ними играет роль коэффициента безопасности.

Если для низкодебитных скважин с незначительным пластовым давлением такое приращение дает практически применимые результаты, то для высокодебитных скважин с большим $p_{\text{пл}}$ формула (1.13) имеет значительную погрешность, так как не учитывает снижение давления в скважине по направлению от забоя к устью.

Эта задача рассмотрена М.А. Шамилевым; предложено удовлетворительное решение для определения глубины установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах с высоким пластовым давлением:

$$H = \frac{p_{\text{пл}}}{e^s \alpha - \frac{p_{\text{пл}}(e^s - 1)}{L}}, \quad (1.14)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; e — основание натурального логарифма ($e = 2,7183$); α — градиент давления разрыва пластов, МПа/м; L — глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Газовые скважины характеризуются и другими особенностями, например большой мощностью продуктивного пласта. Хотя залежи с большим этажом газоносности встречаются сравнительно редко (месторождения Шебелинское и Газли в СНГ, Гронинген в Нидерландах и др.). Для них специфичен особый подход к выбору конструкции скважин.

Минимально допустимая глубина установки башмака промежуточной обсадной колонны H_2 определяется из выражения (В.Д. Малеванский)

$$H_2 = \frac{ap_1 - abH_1}{\rho_2 - ab}, \quad (1.15)$$

где a — коэффициент минимально допустимого превышения гидростатического давления над пластовым; p_1 — пластовое давление в кровле газоносного интервала; b — градиент повышения пластового давления с увеличением глубины; H_1 — глубина кровли газоносного интервала; ρ_2 — максимально допустимая плотность бурового раствора (во избежание поглощения) при заканчивании скважины, г/см³.

Таким образом, глубина спуска промежуточной колонны для перекрытия части газовой залежи с целью предотвращения поглощений и выбросов бурового раствора зависит от положения скважины на структуре (глубины кровли газоносной залежи), проектной глубины скважины и пластового давления.

По мере разработки залежи, падения пластового давления и приближения его к гидростатическому глубину установки башмаков промежуточных колонн нужно уменьшать и конструкцию скважины упрощать.

Методика прогнозирования глубины спуска обсадных колонн, использующая эмпирические данные, служит основой проектирования конструкций скважин в США. Глубины спуска колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. Аналогичный подход к определению зон крепления скважины принят в настоящее время в СНГ. При этом вводится единый принцип выбора конструкции скважин — совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах, глубина — эквивалент градиента давления (рис. 1.3).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

В исключительных случаях при полном отсутствии промысловых данных допускается использовать эмпирическую зависимость

$$p_{гр} = 0,083H + 0,66p_{пл}, \quad (1.16)$$

где $p_{гр}$ — давление гидроразрыва пластов; H — глубина определений гидроразрыва; $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в такой последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (см. рис. 3.3, точки 1, 2, ..., 19 — пластовых давлений, точки 20, 21, ..., 39 — давлений гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии *AB*, *EF*, *KL* и *OP* касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны *ABCD*, *EFGH*, *KLMN*, *OPQS* являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии *AB*, *EF*, *KL*, *OP* определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* — по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

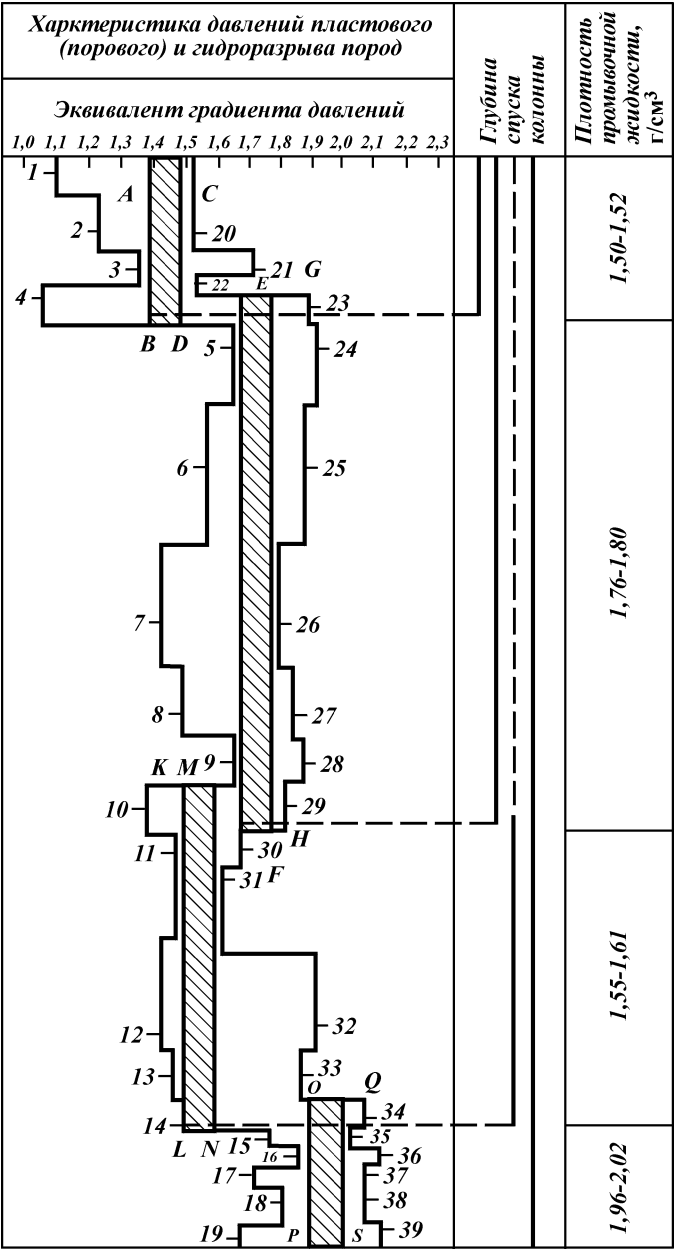
7. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15 %, а для скважин глубже 1200 м — на 5–10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до 1,45 г/см³ не допускаются больше, чем на 0,02 г/см³, а для более высокой плотности — не больше, чем на 0,03 г/см³ (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора — требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья

Рис. 1.3. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

Глубина, м	Стратиграфическая колонка		Литологическая характеристика	Давление, МПа	
				$P_{пл}$	$P_{гр}$
150	Отдел	Толица	Глины	3,7	4,5
300			Глинистые песчаники		
450			Песчаник		
600			Глины	6,7	8,4
750			Известняки глинистые	13,8	17,4
900					
1050		Известняки	22,0	25,6	
1200					
1350					
1500					
1650		Глины	30,2	37,8	
1800					
1950					
2100					
2250					
2400					
2550					Известняки
2700	Песчаник	46,2	52,0		
2850	Песчаные известняки	42,0	54,9		
3000					
3150	Мергель	50,0	54,8		
3300					
3450					
3600	Аргиллит	58,7	79,0		
3750					
3900					
4050					
4200	Толица	Известняк	64,1	81,2	
4350		Песчаник	68,6	94,5	
4500		Глина	82,4	93,8	
4650		Песчаник	88,3	100,0	
4800		Глина	82,7	99,2	
4950		Песчаник	90,2	102,3	
		Глина	85,0	107,5	



скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины производят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

2

ГЛАВА

ПРОЦЕССЫ И ЯВЛЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Понятие призабойной зоны пласта (ПЗП) несколько неопределенно и относится к вскрытой части пласта (обсаженной, зацементированной и перфорированной или остающейся открытой). Глубина зоны (по радиусу от центра скважины) также не определена, но подразумевается, что она может составлять от метра до десятков метров. В практике, под ПЗП подразумевается зона пласта, подверженная воздействию извне, дренированная и активно работающая.

Призабойная зона скважины — понятие более широкое: в него входит зона, большая, чем толщина продуктивного пласта. О формировании этой зоны необходимо позаботиться перед вскрытием продуктивного пласта. Ее и особенно ПЗП необходимо формировать с учетом сохранения естественной проницаемости. Должны быть предприняты специальные меры предосторожности и использованы буровые растворы, чтобы предотвратить гидроразрыв пласта и сохранить его гидрогазодинамическую характеристику.

В промысловой практике используют различные варианты вскрытия пласта скважиной как бурением, так и перфорацией. Продуктивный пласт может быть вскрыт бурением полностью или частично. В свою очередь, полностью вскрытой бурением пласт может быть только частично вскрыт перфорацией. Перфорация скважин проводится с различной плотностью перфораторами с отличающейся пробивной способностью, в результате чего диаметр отверстий в колонне и длина каналов могут иметь различные значения.

На приток жидкости к скважине существенно влияет ухудшение проницаемости призабойной зоны во время вскрытия пласта. В некоторых случаях может проявлять себя неоднородность вскрытого пласта. Указанные факторы оп-

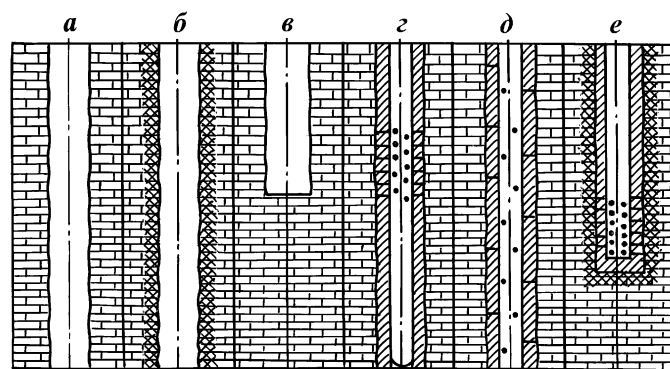


Рис. 2.1. Гидродинамически несовершенные скважины

ределяют гидродинамическое несовершенство скважины, от которого зависит ее продуктивность.

Различают три вида несовершенства скважин: по степени, характеру и методу вскрытия. Скважина считается несовершенной по степени вскрытия, если пласт в ней вскрыт не полностью в процессе бурения (рис. 2.1, в) или перфорацией (рис. 2.1, г). Скважина является несовершенной по характеру вскрытия (рис. 2.1. г), если совокупность плотности перфорации, диаметра отверстий и глубины каналов не обеспечивает притока к скважине без дополнительных сопротивлений. Скважина считается несовершенной по методу вскрытия (рис. 2.1, б), если проницаемость призабойной зоны отличается от проницаемости удаленной зоны пласта.

Заметим, что проницаемость призабойной зоны может быть ниже (ухудшена) и выше (улучшена), чем у удаленной зоны. Ухудшение связано с действием различных отрицательных факторов, а улучшение достигается проведением эффективных методов воздействия на пласт, например, соляно-кислотных обработок, гидроразрыва пластов и др.

Скважины могут обладать одним, двумя или всеми тремя (рис. 2.1. е) видами несовершенства.

Гидродинамически совершенной (рис. 2.1, а) следует считать такую скважину, в которой продуктивный пласт вскрыт полностью, и бурением, и перфорацией, отсутствуют дополнительные сопротивления притоку в фильтре, а проницаемости призабойной и удаленной зон пласта имеют одинаковые значения.

2.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ТЕОРИИ ФИЛЬТРАЦИИ

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горной выработки породами. К этим процессам относится фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами — фильтрация, которая определяет опасность возникновения поглощений бурового раствора и нефтегазоводопроявлений, глинизацию стенок скважины, кольматацию приствольной зоны продуктивных пластов, суффозию в фильтровой зоне скважины в процессе вызова притока и последующей эксплуатации, разуплотнение и набухание глинистых отложений и многие другие явления, существенно влияющие на качество буровых работ и безаварийные условия проводки скважин. Для создания научно обоснованных приемов предотвращения ряда осложнений, достижения эффективных результатов при вскрытии и освоении пластов, реализации процессов бурения с минимальными противодавлениями на пласты необходимы количественные зависимости, описывающие движение жидкостей и газов в пластах, изучение которых составляет предмет теории фильтрации.

2.1.1. ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

Движение жидкостей в пористой среде называют фильтрацией. Пористые среды или материалы — это твердые тела, имеющие в достаточно большом количестве пустоты, характерные размеры которых малы по сравнению с размерами тела. Структура пористых материалов может быть весьма разнообразной. Так, самые малые пустоты, в которых силы молекулярного взаимодействия жидкости с твердыми стенками весьма велики, называют молекулярными порами. Противоположностью им являются поры, в которых движение жидкости лишь весьма незначительно зависит от взаимодействия со стенками, и их называют кавернами. Полости, занимающие промежуточное положение между кавернами и молекулярными порами, называют просто порами. Поры могут быть сообщающимися и не сообщающимися. Первые образуют активное поровое пространство — откры-

тую пористость, а все поры — общее поровое пространство — общую пористость.

Наиболее важная характеристика пористых материалов — пористость, т.е. доля объема, приходящаяся на поры, $m = V_{\text{п}}/V$, где $V_{\text{п}}$ — объем пор; V — объем тела. При этом пористость можно также разделить на активную и абсолютную, или полную.

Пористость измеряется различными способами. Наиболее простые способы измерения абсолютной пористости — прямой и способ измерения плотности. По первому измеряют объем образца, для чего образец покрывают водонепроницаемым покрытием и определяют объем вытесненной воды, а затем, измельчив образец, измеряют объем твердой фазы. По второму же способу определяют объем и плотность образца, а затем объем и плотность материала образца. Тогда из условия $\rho_o V_o = \rho_m V_m$ имеем $m = 1 - \rho_o/\rho_m$, где индексами "о" и "м" обозначены образец и материал образца.

Для измерения активной пористости обычно используют метод нагнетания ртути или пропитки водой. По первому способу образец помещают в сосуд с ртутью и определяют его объем по изменению уровня, так как ртуть не смачивает образец. Затем увеличивают давление в сосуде, и вошедший в образец объем ртути определяет объем активного порового пространства. При этом объемом сжатого воздуха пренебрегают, что является недостатком метода. По второму способу, широко распространенному в нефтяной промышленности, используют свойство чистых горных пород хорошо смачиваться водой. Образец, из которого откачан воздух, погружают в воду, и примерно через неделю его активное поровое пространство целиком заполняется водой. Определив его массу, получим

$$m = (M' - M)/V\rho_p,$$

где M' — масса образца с водой; M — масса сухого образца; V — объем образца с водой; ρ_p — плотность воды.

Пористость (в долях ед.) для различных материалов колеблется в достаточно широких пределах:

Песчаники.....	0,08—0,38
Известняки.....	0,04—0,10
Глины.....	0,03—0,48
Бетон.....	0,02—0,7
Кварцевый порошок.....	0,37—0,47
Рыхлые пески.....	0,37—0,50

Для реальных пластов — коллекторов нефти и газа значения пористости обычно находятся в пределах 0,15—0,22 с возможными отклонениями в ту или другую сторону.

Поток жидкости, движущейся в пористой среде, можно характеризовать его объемным расходом Q . При этом отношение его к площади поперечного сечения потока S есть скорость фильтрации $v = Q/S$.

Эта скорость — фиктивная величина, так как жидкость движется лишь по активному поровому пространству и фактическая ее скорость будет больше v . Если площадь просветов в сечении пористой среды обозначить через S_{Π} , то фактическая скорость

$$w = Q / S_{\Pi} = v \frac{S}{S_{\Pi}} = \frac{v}{n},$$

где $n = S/S_{\Pi}$ — пористость.

Наряду с этим для элементарного объема пористой среды между сечениями на расстоянии dx , через который протекло количество жидкости $dV = Qdt$, имеет соотношение $mSdx = Qdt$ или $w = dx/dt = Q/mS = v/n$, т.е. $v = nw$. Следовательно, получаем $v/m = Q/S_{\Pi}$ или $m = S/S_{\Pi}$, т.е. отношение площади просветов к площади сечения образца равно пористости. На этом основании построены микроскопические способы определения пористости.

В теории фильтрации рассматривается скорость фильтрации, для которой по результатам экспериментальных исследований устанавливают математические модели течения. Эти модели, или законы, фильтрации характеризуют связь между потерями напора при движении жидкости в пористой среде, ее свойствами и параметрами жидкостей.

Одним из основных законов фильтрации является закон Дарси, который записывается для одномерного течения в виде

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\eta} \left(\frac{p_1 - p_2}{l} + \gamma \frac{z_1 + z_2}{l} \right),$$

где k — коэффициент проницаемости пористой среды; η , γ — соответственно вязкость и плотность фильтрующейся жидкости; p_1 , p_2 — давление соответственно в сечениях 1 и 2, отстоящих на расстоянии l друг от друга; z_1 , z_2 — высоты положения соответственно сечений 1 и 2.

В дифференциальной форме для одномерного фильтрационного потока и при пренебрежении силами тяжести закон Дарси имеет вид

$$v = - \frac{k}{\eta} \frac{dp}{dl} = - \frac{k}{\eta} \frac{p_2 - p_1}{x_2 - x_1},$$

а в многомерном случае

$$\bar{v} = -\frac{k}{\eta} \text{grad} p,$$

где $x_2 - x_1 = dl$ — расстояние между сечениями 1 и 2 вдоль оси абсцисс.

Знак минус в этих выражениях указывает на противоположность направлений скорости фильтрации и градиента давления.

В приведенных выражениях фигурирует характеристика нового свойства пористой среды — коэффициент проницаемости, который имеет размерность площади

$$k = \frac{[v][\eta][l]}{[p]} = \frac{\text{м} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{Па}} = \text{м}^2.$$

Под проницаемостью пористой среды понимается свойство пропускать через себя жидкость или газ под действием приложенного градиента давления, т.е. это проводимость пористой среды по отношению к жидкости или газу.

Для газа при изометрическом течении и пренебрежении его массой в одномерном случае закон Дарси имеет вид

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\eta} \frac{p_1^2 - p_2^2}{2p_2 l} \left(1 + \frac{2b}{p_1 + p_2} \right),$$

где b — константа, являющаяся характеристикой газа в пористой среде. Сомножитель $\left(1 + \frac{2b}{p_1 + p_2} \right)$, введенный Клинкенбергом, учитывает эффект скольжения газа вдоль стенок пор (эффект Клинкенберга), который проявляется при небольших давлениях, и в этом случае коэффициент проницаемости по жидкости $k_r = k(1 + b/p)$, где $p = (p_1 + p_2)/2$ — среднее давление газа в фильтрационном потоке.

Следует отметить, что коэффициент проницаемости измеряют обычно с помощью газа. При этом необходимо проводить измерения при нескольких значениях среднего давления, что позволяет установить константу b в экспериментах согласно закону Дарси. В координатах $2Qp_2 l / S(p_1^2 - p_2^2)$ и $2(p_1 + p_2)$ экспериментальные данные должны ложиться на прямую, отсекающую от оси ординат отрезок k и имеющую тангенс угла наклона kb .

Следует отметить, что при течении жидкости через порис-

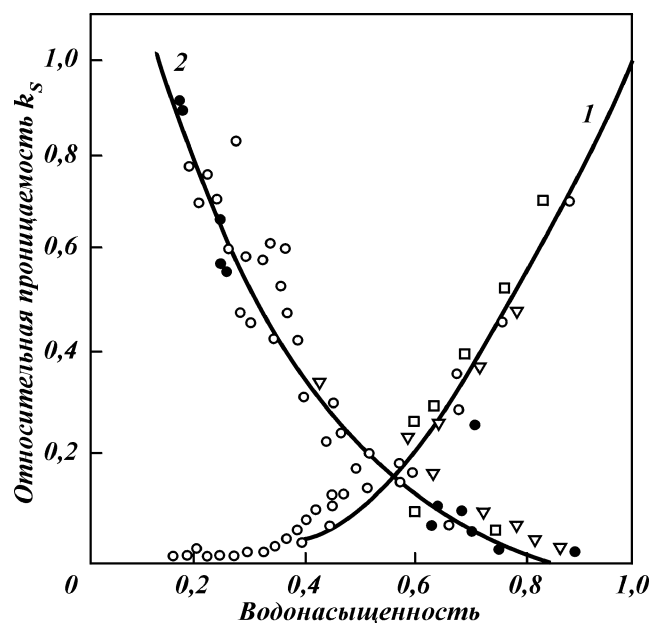


Рис. 2.2. Изменение относительной или фазовой проницаемости для воды (1) и нефти (2) в песчаном коллекторе в зависимости от водонасыщенности

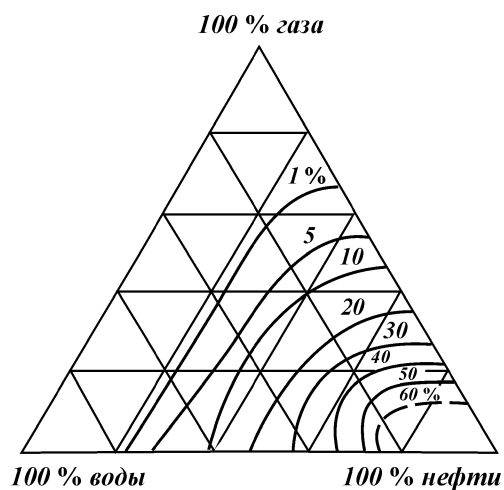


Рис. 2.3. Кривые фазовой проницаемости нефти в тройной системе типа нефть – вода – газ

тую среду, которая насыщена пластовым флюидом, проницаемость зависит от насыщенности им пористой среды. Так, относительная, или фазовая, проницаемость для воды и нефти в зависимости от водонасыщенности представлена на рис. 2.2. При таком течении для каждой из фаз справедлив закон

Дарси, но его следует записывать в виде

$$\bar{v} = -\frac{k_{\text{гм}} k}{\eta} \frac{dp}{dl} = -k_{\text{ф}} \frac{dp}{dl},$$

где $k_{\text{ф}} = k_{\text{гм}} k$ — относительная, или фазовая, проницаемость.

Относительные проницаемости не могут быть больше единицы, но и сумма их для двухфазных систем не при любом значении насыщенности равна единице. Значения фазовых проницаемостей зависят от типа пористой среды, насыщающих жидкостей и числа фаз. Так, для тройной системы вода — нефть — газ фазовые проницаемости для каждой из компонентов представлены на рис. 2.3.

Течение жидкостей сквозь пористую среду подчиняется закону Дарси при малых скоростях течения, значение которых удовлетворяет, по В.Н. Щелкачеву, следующему условию:

$$\frac{10\nu\rho\sqrt{k}}{\eta m^{2,8}} \leq 10 \div 12,$$

где левая часть неравенства носит название числа Рейнольдса Re и в нем ρ — плотность жидкости. При нарушении указанного условия линейный закон фильтрации нарушается, поэтому используют законы вида

$$(p_1 - p_2)/l = aQ^n$$

или

$$(p_1 - p_2)/l = aQ + bQ^2.$$

При $n=2$ зависимость между расходом и градиентом давления выражается законом Краснопольского — Шеши

$$(p_1 - p_2)/l = aQ^2 \text{ или } Q = \sqrt{(p_1 - p_2)/al},$$

а при $n = 3/2$ — законом фильтрации Смрекера.

Двучленная зависимость, представляющая собой закон Форхгеймера, в последнее десятилетие находит большее распространение, чем степенная. Коэффициенты как в степенной, так и в двучленной зависимости не являются коэффициентами проницаемости — это некоторые размерные параметры течения, зависящие от свойств жидкостей и пористой среды. Законы типа Краснопольского — Шеши, Смрекера и Форхгеймера не обладают универсальностью закона Дарси, но они охватывают область течений в трещинных и порово-трещинных коллекторах. Для описания течения жидкости в поглощающих пластах указанные зависимости оказываются

весьма полезными. В.М. Мищевичем была предложена формула

$$Q = k_1 \sqrt{\Delta p} + k_2 \Delta p + k_3 (\Delta p)^2,$$

охватывающая течение в трещинной или кавернозной (первый член), среднепористой (второй член) и мелкопористой (третий член) средах.

Коэффициенты приемистости k_1 , k_2 и k_3 находятся по результатам исследования скважин — по индикаторным кривым $\Delta p - Q$.

Для практики бурения представляет интерес обобщенный закон Дарси, который охватывает течение вязкопластичных жидкостей в пористой среде и записывается (А.Х. Мирзаянзаде) в виде

$$\bar{v} = -\frac{k}{\eta} \left(1 - \frac{G}{|\text{grad} p|} \right) \text{grad} p,$$

где G — начальный градиент давления для пористой среды, при которой начинается движение жидкости в ней. Для обобщенного закона Дарси $v = 0$ при $|\text{grad} p| < G$ и $v > 0$ при $|\text{grad} p| > G$. Для одномерной фильтрации обобщенный закон Дарси можно записать в виде

$$v = \frac{k}{\eta} \frac{\Delta p - \Delta p_0}{l},$$

где Δp — текущий перепад давления; Δp_0 — перепад давления, необходимый для преодоления предельного напряжения сдвига в пористом образце длиной l .

Значение Δp_0 определяется по формуле

$$\Delta p_0 = \alpha \frac{\tau_0 l}{\sqrt{k}},$$

где τ_0 — предельное напряжение сдвига для вязкопластичной жидкости; α — постоянный коэффициент, равный $(155 - 180) \cdot 10^{-4}$; k — коэффициент проницаемости.

В соответствии с указанным для вязкопластичной жидкости τ_0 можно записать в одномерном случае

$$v = \frac{k \Delta p}{\eta l} - \frac{\alpha \sqrt{k \tau_0}}{\eta},$$

т.е. при $p > p_0$ жидкость будет течь в пористой среде. Указанная зависимость позволяет найти глубину проникновения вязкопластичной жидкости в пористую среду при перепаде p .

Жидкость остановится после проникновения на расстояние L , определяемое из условия

$$v = \frac{k\Delta p}{\eta L} - \frac{\alpha\sqrt{k\tau_0}}{\eta} = 0,$$

т.е.

$$L = \frac{\Delta p\sqrt{k}}{\alpha\tau_0}.$$

Рассматриваемые законы фильтрации позволяют получить количественные характеристики движения жидкостей и газов в пластах в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

2.1.2. ДВИЖЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ В ПЛАСТАХ

При рассмотрении движения жидкостей и газов в пластах, представляющих собой проницаемую среду, необходимо знать характер изменения давления в точках пласта и на его границах, а в особенности на стенках скважины, а также расход пластовых флюидов через какие-либо ограничивающие поверхности.

При бурении это представляет интерес с позиций оценки процессов газоводонефтепроявлений, поглощений, проникновения бурового раствора в продуктивные пласты, ухудшения проницаемости призабойной зоны и др.

В самом общем случае уравнение движения в неизменяемой пористой среде для жидкостей и газов, подчиняющихся закону Дарси, в прямоугольной системе координат $Oxyz$, согласно Л.С. Лейбензону, имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = m \frac{\partial p}{\partial t} - g \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \right),$$

где k — коэффициент проницаемости пористой среды; p — давление; η — вязкость жидкости или газа; m — пористость среды; $\rho = f(p)$ — плотность жидкости или газа; g — ускорение силы тяжести.

В случае если жидкость несжимаемая ($\rho = \text{const}$), то уравнение движения приобретает следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0.$$

В случае $k = f(x, y, z)$ без знания вида этой функции для пластов решение уравнений движения невозможно, и это усложняет описание большого числа практических задач. В

предположении $k = \text{const}$ и $\eta = \text{const}$ или $k/\eta = \text{const}$ получается простое уравнение Лапласа

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0,$$

решение которого $p = p(x, y, z)$ в общем случае содержит две постоянные интегрирования и требует задания двух граничных условий.

В этом уравнении давление — лишь функция координат и не зависит от времени, т.е. это случай стационарной фильтрации.

При течении малосжимаемой жидкости, для которой с достаточной точностью

$$\rho = \rho_0 \left(1 + \frac{p - p_0}{\alpha} \right),$$

где ρ_0 — плотность при $p = p_0$; α — модуль объемной упругости жидкости.

Уравнение движения при $k = \text{const}$ и $\eta = \text{const}$ называют уравнением пьезопроводности или упругого режима фильтрации и записывают в виде

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{k\alpha} \frac{\partial p}{\partial t},$$

где $k\alpha/m\eta = K$ — коэффициент пьезопроводности, по аналогии с коэффициентом температуропроводности в подобном по виду уравнении теплопроводности Фурье, описывающем нестационарное температурное поле.

В случае деформируемости пористой среды уравнение пьезопроводности принимает вид

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \left(1 + \frac{\alpha}{m\alpha_1} \right) \frac{\partial p}{\partial t},$$

где α_1 — модуль, характеризующий упругость пористой среды.

Решение $p = p(x, y, z)$ приведенных уравнений пьезопроводности содержит уже три постоянных интегрирования и требует задания двух граничных и одного начального (при $t = 0$) условий.

При течении в неизменяемой пористой среде с $k = \text{const}$ газа, плотностью которого является функцией давления и температуры $\rho = f(p, T)$ и $\eta = \text{const}$, уравнения движения записываются в виде:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \left(\frac{m\eta}{k} - \frac{\partial p}{\partial \Phi} \right) \frac{\partial \Phi}{\partial t},$$

где $\Phi = \int \rho dp$ — функция Лейбенсона.

В частном случае политропного процесса

$$p^{1/n} = \beta g \rho R T,$$

где n — показатель политропы; β — коэффициент сжимаемости; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура.

Уравнение движения имеет вид

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{nk} \left[\frac{n}{\beta g R T (n+1)} \right]^{\frac{n}{n+1}} \Phi^{-\frac{n}{n+1}} \frac{\partial \Phi}{\partial t}.$$

При изотермическом процессе $n = 1$, тогда

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{k \sqrt{2\beta g R T \Phi}} \frac{\partial \Phi}{\partial t}.$$

Уравнения движения газов в пористой среде нелинейны, и решить их можно только в некоторых конкретных случаях при введении определенных упрощений.

Рассмотрим несколько частных решений, представляющих интерес с позиций проводки нефтяных и газовых скважин и широко используемых в различных расчетах при бурении.

Пусть при бурении скважины радиусом r_c (рис. 2.4, а) частично (рис. 2.4, б) или полностью (рис. 2.4, в) вскрыт проницаемый пласт кругового контура радиусом R_k , имеющий непроницаемые кровлю и подошву и толщину h .

В случае применимости закона Дарси для несжимаемой жидкости справедливы следующие формулы для расчета расхода при стационарной фильтрации.

При большой мощности пласта (см. рис. 2.4, а) имеем формулу для расчета расхода на стенках скважины

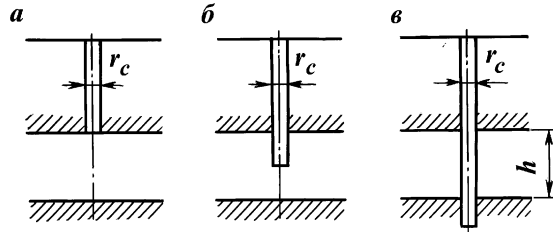


Рис. 2.4. Схемы вскрытия проницаемого пласта скважиной

$$Q = \frac{2\pi k(p_k - p_c)}{\eta \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)}$$

или

$$Q = \frac{2\pi k r_c}{\eta} (p_k - p_c).$$

При этом для $p_k > p_c$ скважина проявляет с дебитом Q , а в противном случае поглощает.

При условии $r_c \ll h$ и незначительном заглублении (см. рис. 2.4, б) формула для расчета с удовлетворительной для инженерных расчетов точностью имеет вид

$$Q = \frac{2\pi h k (p_k - p_c)}{\eta \left(\frac{h}{r_c} + \ln \frac{R_k}{1,5h} \right)}.$$

Аналогично при $p_k > p_c$ имеет место проявление с дебитом Q , а в противном случае — поглощение.

Наконец, (см. рис. 2.4, в) расход определяется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi h k (p_k - p_c)}{\eta \ln \frac{R_k}{1,5h}}$$

при тех же условиях.

Во всех приведенных формулах индексы "с" и "к" означают скважину и контур, а под давлением p_k понимается пластовое давление.

Обычно крайне трудно задаваться радиусом контура R_k . Если в его задании ошибиться в m раз, то

$$\ln = \frac{m R_k}{1,5h} = \ln \frac{R_k}{1,5h} + \ln m;$$

$$\ln = \frac{m R_k}{r_c} = \ln \frac{R_k}{r_c} + \ln m.$$

При условии, что R_k обычно в сотни или тысячи раз больше h или r_c , первые члены будут на порядок больше вторых членов при $m = 2+3$. Поэтому погрешности от ошибочного задания радиуса контура в 2–3 раза приводят к ошибкам порядка 10 %, т.е. двух-, трехкратные ошибки при задании R_k вполне допустимы.

Приведенные выше формулы применимы при фильтрации по закону Дарси, а во многих случаях вскрываются трещинные или порово-трещинные коллекторы, для которых более справедливы законы течения типа формулы Форхгеймера или Краснопольского – Шеши.

В случае применимости закона Краснопольского – Шеши формула для расчета расхода имеет вид

$$Q = \pi h \sqrt{\frac{(p_k - p_c) R_k r_c}{a(R_k - r_c)}},$$

где a — постоянная закона фильтрации.

Принимая во внимание, что $R_k \gg r_c$, последнюю формулу можно записать в виде

$$Q = 2\pi h \sqrt{\frac{r_c}{a}} (p_k - p_c).$$

При фильтрации по закону Форхгеймера расчетная формула для определения Q приближенно записывается в виде

$$p_k - p_c = \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} + b \left(\frac{Q}{2\pi r_c h} \right)^2 r_c,$$

где b — постоянная двучленного закона фильтрации.

Все приведенные выше формулы могут быть использованы и для течения газов. В этом случае вместо разности давлений необходимо применять разность квадратов давлений, т.е.

$$\Delta p^2 = p_k^2 - p_c^2,$$

а вместо объемного расхода Q определяется приведенный к стандартным условиям (например, к атмосферному давлению и пластовой температуре) объемный расход $Q_{\text{прив}}$. Так, формула Дюпюи при течении газов имеет вид

$$Q_{\text{прив}} = \frac{\pi kh(p_k^2 - p_c^2)}{p_{\text{ат}} \eta \ln \frac{R_k}{r_c}},$$

а для случая одномерного течения соответствующая формула была приведена выше, где в отличие от формулы для жидкости появился множитель $1/p_{\text{ат}}$ (где $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление).

Во всех рассмотренных зависимостях связь между расходом и перепадом давления можно представить в виде моделей:

для жидкости:

$$\Delta p = AQ;$$

$$\Delta p = AQ^2;$$

$$\Delta p = AQ + AQ^2;$$

для газа:

$$\Delta p^2 = AQ;$$

$$\Delta p^2 = Aq^n;$$

$$\Delta p^2 = AQ + BQ^2,$$

где константы A и B в каждом случае имеют свой смысл, но константы A всегда содержат k и η , а константа B зависит от геометрии пористой среды, инерционных эффектов и др. Для определения указанных констант используют различные методы исследования пластов, позволяющие получать кривые $\Delta p = f(Q)$, обработка которых дает возможность идентифицировать константы A и B . Основной прием обработки получаемых кривых — обработка по методу наименьших квадратов или его различные модификации.

2.2. ФОРМИРОВАНИЕ ПЗП

При общепринятой технологии вскрытия продуктивного пласта наступает ухудшение его коллекторских свойств в прискважинной зоне. В результате рассмотрения результатов многочисленных теоретических и экспериментальных исследований, выполненных отечественными и зарубежными исследователями, механизм физико-химических процессов, происходящих в прискважинной зоне продуктивного пласта при его вскрытии, представляется следующим образом.

В процессе вскрытия пласта-коллектора под влиянием перепада давления в системе скважина — пласт буровой раствор и его фильтрат начинают проникать в породу. В результате этого, в прискважинной зоне продуктивного пласта формируются зоны с различными проницаемостями: глинистая корка, зоны проникновения дисперсной твердой фазы и зона проникновения фильтрата бурового раствора.

Для выбора оптимальных вариантов вскрытия продуктивных пластов большой интерес представляет установление за-

кономерностей формирования названных зон в коллекторах различных типов в зависимости от условий вскрытия, а также определение влияния той или иной зоны на проницаемость прискважинной зоны продуктивного пласта.

2.2.1. КОЛЬМАТАЦИЯ ПОР ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Определенные материалы, содержащиеся в буровых жидкостях, являются потенциально закупоривающими: глины, выбуренная порода, утяжеляющие реагенты и реагенты — понизители водоотдачи. В случае их попадания в продуктивную зону, они постепенно могут заполнить поровое пространство коллектора. Любая последующая попытка возобновления добычи или закачивания при умеренном или высоком расходе обуславливает образование наносов из этих материалов над порами наименьшего радиуса и значительно снижает проницаемость в пристволенной зоне.

Зона такой кольматации ограничена первыми несколькими сантиметрами от скважины (обычно берут среднее значение 7,5 см), а результирующее снижение проницаемости может достигать 90 %.

Проникновению твердой фазы бурового раствора в породу пласта способствуют:

- большой диаметр пор породы пласта;
- наличие трещин и естественных разрывов в коллекторе;
- маленький размер частиц твердых компонентов бурового раствора (утяжеляющие реагенты и материалы, понижающие водоотдачу бурового раствора, исходные частицы которых крупные по размеру и могут быть раздроблены буровым долотом);
- низкая механическая скорость проходки, следствием которой являются разрушение глинистой корки (увеличение поглощения бурового раствора) и длительный контакт бурового раствора с пластом;
- высокая скорость циркуляции бурового раствора (эрозия глинистой корки);
- высокая плотность бурового раствора, обуславливающая большой перепад давления;
- соскабливание глинистой корки, обуславливающее появление волн повышения давления и возрастание времени контакта пласта и бурового раствора в процессе спуска и подъема долота.

Используя в качестве буровых жидкостей рассолы и другие системы, не содержащие макрочастиц твердых материалов, можно свести к минимуму вытеснение мелкодисперсного материала в пласт.

2.2.2. ПРОНИКНОВЕНИЕ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА

По экономическим причинам скважины необходимо бурить как можно быстрее. Для увеличения механической скорости проходки не желательно снижать водоотдачу бурового раствора. В процессе бурения скважины глубиной 3000 м поглощается около 100 м³ флюида в условиях типичного пласта. Большие объемы проникновения фильтрата могут явиться следствием преднамеренного выбора высоких скоростей механической проходки.

Жидкая фаза бурового раствора содержит много закупоривающих соединений. Поскольку проникновение фильтрата может достигать 5 м или более (табл. 2.1), нарушение эксплуатационных свойств пласта под его действием, вероятно, является одной из важных причин ухудшения добычи. Однако степень закупорки зависит от чувствительности пласта к фильтрату. Чистые песчаники высокой проницаемости (несмотря на то, что проникновение фильтрата здесь происходит гораздо чаще и глубже, чем в коллекторах низкой проницаемости) обычно не колюматируются, когда их пластовая вода химически совместима с фильтратом. В обычных условиях снижение проницаемости в среднем происходит на 40 %. Возможно любое его значение в пределах до 100 % в зависимости от типа породы пласта и растворов.

Чувствительными являются пласты, содержащие глины, диспергируемые и (или) набухающие или низкопроницаемые

Т а б л и ц а 2.1

Глубина проникновения фильтрата

Время, дни	Глубина проникновения, см		
	Буровой раствор на нефтяной основе	Низкоколлоидный буровой раствор на нефтяной основе	Буровой раствор на пресной воде
1	2,5	6,9	9,0
5	9,2	25,0	30,2
10	15,1	39,0	42,3
15	21,0	46,5	51,4
20	25,0	51,3	62,2
25	31,5	67,2	70,3
30	34,4	73,2	79,5

породы, или коллекторы, дающие насыщенные рассолы, или нефти, содержащие парафин и асфальтены.

Любое изменение минерализации поровой жидкости оказывает влияние на стабильность глинистых частиц в пористой среде. В частности, понижение минерализации или увеличение рН воды, окружающей глинистые частицы дестабилизируют пласт, действуют так же, как частицы бурового раствора, вытесненные в него. По мере начала добычи или закачивания мелкие частицы мигрируют в направлении сужений пор и либо закупоривают их, либо образуют наносы в зависимости от размера.

Предполагается, что процесс набухания глин носит осмотический характер и происходит часто вследствие разницы в концентрации солей в фильтрате раствора и в воде, контактирующей с породой. Набухание сопровождается увеличением толщины гидратационных ионных слоев на поверхности глинистых частиц, удельная поверхность которых очень велика.

Интенсивность набухания глин зависит от химического состава, концентрации солей в поровой воде (в том числе и в связанной воде диффузных оболочек частиц), а также от минералогического и гранулометрического состава породы, состава обменных ионов, структуры породы, характера ее внутренних связей, условий соприкосновения породы с водой. Набухание происходит тем интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. При обратном соотношении концентраций растворов может происходить сжатие глинистых частиц подобное тому, какое наблюдается при их высыхании.

Способность вызывать набухание глин у различных катионов неодинаковая и может быть представлена в следующей последовательности: $\text{Li} > \text{Na} > \text{K} > \text{Mg} > \text{Ca} > \text{Cr} > \text{Ba} > \text{Al} > \text{Fe}$.

Наибольшее набухание происходит обычно при замене двухвалентных катионов одновалентными.

Установлено, что в естественных условиях, когда структура пород еще не нарушена, глины набухают меньше, чем при исследовании глины, специально выделенной из породы. При разрушении породы нарушаются также и внутренние связи глинистых частиц, что сопровождается увеличением их удельной поверхности.

Способность глинистой части пород к набуханию может быть охарактеризована путем наблюдения изменения проницаемости со временем при фильтрации воды, а также мето-

дами исследования глинистых пород и глинистых частиц, выделенных из породы, применяемыми в грунтоведении, где способность породы к набуханию характеризуют:

увеличением объема образца породы в процентах к первоначальному объему;

влажностью набухшего образца;

значением давления, развиваемого набухшим образцом.

В тесной связи с набуханием глинистых частиц находится размокание породы, сопровождающееся уменьшением ее прочности, что объясняется ослаблением внутренних связей при набухании глинистых составляющих породы. Набухание и размокание, по-видимому, определяются одними и теми же факторами.

Промысловой практикой установлено, что размокание глин разреза часто происходит и при вскрытии их скважиной. Известно, например, что мощные пачки глин девонских отложений в месторождениях урало-волжских районов при длительном контакте с водой и глинистым раствором могут размокать, что нередко приводит к обвалам. При размокании эти глины распадаются на мелкие чешуйки.

Факторы, влияющие на инфильтрацию бурового раствора, включают:

высокую проницаемость глинистой корки, как результат либо плохой рецептуры бурового раствора, либо нарушения технологии бурения;

длительное время контакта пласта и бурового раствора.

Фильтраты буровых растворов на водной основе могут иметь низкую минерализацию и высокий pH, а также содержать диспергирующие агенты и полимеры. Вода является причиной размыва глин в пласте и образования водного барьера в низкопроницаемых породах. Диспергирующие агенты усугубляют проблемы, связанные с глинами, или выпадают в осадок внутри пор. Полимеры, устойчивые при температуре циркуляции, но уже являющиеся потенциальным закупоривающим материалом, могут разрушаться с образованием осадка при статических температурах коллектора, поддерживаемых в течение длительного времени. Буровые растворы на водной основе с высокой степенью минерализации образуют фильтраты, способные взаимодействовать с пластовыми водами с образованием твердого осадка различных типов.

В пласты, разбуренные при высокой скорости циркуляции, проникают фильтраты, температуры которых значительно ниже температуры коллектора. Охлаждение, которое

они вызывают, может способствовать отложению парафина и (или) асфальтенов.

Многочисленные недостатки буровых растворов на водной основе способствовали разработке растворов на нефтяной основе для бурения глинизированных песчаников. Первоначальное требование заключалось в том, чтобы новый раствор был безопасным и являлся буровой жидкостью многоцелевого назначения. Несмотря на то что осложнения с растворами на нефтяной основе не столь многочисленны, зачастую они более серьезны. Так, они содержат больший объем твердой фазы в сравнении с растворами на водной основе. Следовательно, проникновение частиц более явно выражено.

Нефть, проникающая в газовые коллекторы, особенно в малопроницаемые, обуславливает резкое снижение относительной проницаемости по газу (что создает больше проблем в сравнении с проникновением воды из-за сравнительно более высокой вязкости и более низкого давления паров нефти).

Высокоэффективные, нефтерастворимые поверхностно-активные вещества, используемые для диспергирования твердой фазы в буровых растворах на нефтяной основе, гидрофобизируют породы пласта. Это значительно снижает относительную проницаемость по отношению к нефти.

Катионные эмульгаторы, используемые для стабилизации буровых эмульсионных растворов типа вода в нефти, стабилизируют также пластовые эмульсии, которые уже начинают образовываться в смоченной нефтью пористой среде. Эмульсионные пробки могут появляться в песчаных коллекторах, особенно с низкой проницаемостью и большим содержанием глин.

2.2.3. НАРУШЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Основной целью первичного цементирования является достижение совершенной изоляции между зонами посредством герметизации заколонного пространства прочным, непроницаемым цементным камнем. Необходимо полное удаление бурового раствора. В процессе удаления раствора глинистая корка может быть частично разрушена и, если такие цементные растворы для предварительной промывки не обладают соответствующими фильтрационными свойствами, пластовые породы могут быть менее защищенными от проникновения фильтрата. Однако оно может усиливаться при установлении больших перепадов давления (цементирование в условиях турбулентного потока).

Буровые растворы и буферные жидкости всегда содержат большое количество диспергирующих агентов, которые суспендируют и уносят частички раствора и обломки корки.

Продолжительность работ по цементированию меньше, чем по разбуриванию продуктивной зоны. Максимальная глубина проникновения фильтрата буферных жидкостей или цементных растворов составляет несколько сантиметров и незначительна в сравнении с глубиной проникновения фильтрата бурового раствора, равной нескольким метрам. Это не означает, что инфильтрацией следует пренебречь. Несоответствующая фильтрация может привести к неудаче работ либо в результате полного поглощения жидкости для предварительной промывки (недостаточные объемы) и последующего загрязнения (сильного гелеобразования) цементного раствора буровым раствором, либо в результате дегидратации самого цементного раствора.

Широкое распределение цементных частиц по размерам в сочетании с применением высокоэффективных понизителей водоотдачи обуславливает ограниченное проникновение частиц и фильтрата цементных растворов в пласт. Однако выделяют три случая сильного снижения проницаемости.

Относительно высокий pH фильтратов цементных растворов особенно вреден для глинистых минералов пласта. Ионы кальция оказывают отрицательные влияния на глины в пристволенной зоне. Соответствующее изменение состава фильтрата делает его совершенной дестабилизирующей жидкостью с точки зрения ее диспергирующей способности.

Фильтрат цементного раствора, взаимодействующий с пластовыми водами, которые содержат высокие концентрации кальция, может вызывать оседание карбоната кальция, извести или гидроокиси силиката кальция.

Растворы передиспергированные (не обладающие динамическим сопротивлением сдвигу) демонстрируют быстрое разделение частиц цемента у забоя и воды в верхней части цементного столба. В таком случае отмечается проникновение в пласт большего объема свободной воды. Может произойти образование водного барьера.

Цементирование под давлением считается особенно вредным для разупрочненных песчаников высокой проницаемости. Это очевидно при опробовании скважин. Однако считается, что высокое давление, создаваемое при исправительном цементировании, может вызывать разрыв пласта и проникновение в него цементного раствора.

Кольматация пор при перфорации

Перфорация всегда является дополнительной причиной кольматации в пластах. Будь это избыточная или недостаточная перфорация, она всегда уплотняет породу вокруг отверстий и создает зону толщиной, равной примерно 4 см, в которой снижение проницаемости в среднем составляет 80 % (рис. 2.5).

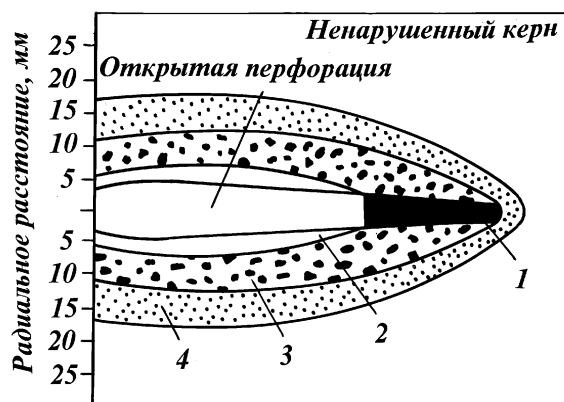


Рис. 2.5. Схематическая диаграмма перфорированного керна, показывающая зоны нарушения (согласно Кругеру):

1 — обломки заряда и керна; 2 — уплотненная, измельченная в порошок зона; 3 — порода, подвергшаяся гидроразрыву, низкая проницаемость; 4 — обращенная внутрь зона пониженной проницаемости

Существует множество других факторов, еще более снижающих продуктивность.

1. Избыточное перфорирование всегда вытесняет обломки породы, полученные в результате действия перфоратора, к стенкам отверстий и снижает проницаемость около перфорационных отверстий.

2. Недостаточное перфорирование создает в жидкостях, содержащих частицы, тот же эффект, и также образует плотную, непроницаемую глинистую корку на стенках перфорационных отверстий.

2.2.4. НАРУШЕНИЕ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Различные типы нарушения при использовании жидкостей для заканчивания и ремонта скважин, в целом, сходны с описанными выше:

ухудшение проницаемости пластовых пород и зон перфорации посредством суспендированной твердой фазы (включая бактерии) и полимерных осадков;

обычные осложнения, вызванные проникновением фильтрата: набухание глин и дисперсия, образование водных и эмульсионных барьеров, выпадение твердого осадка.

Во всех случаях необходимо регулировать водоотдачу растворов, особенно в случае истощенных коллекторах.

2.2.5. НАРУШЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Очистка ствола скважины

При очистке скважин для удаления отложений или продуктов коррозии эксплуатационных подъемных труб высокие концентрации кольматирующих материалов могут проникнуть в продуктивную зону. Необходимо проявлять чрезвычайную осторожность, чтобы предотвратить уход таких суспензий в пористую среду. Особенно опасны соединения, растворимые в очищающей жидкости, поскольку они не могут образовывать нерастворимые корки, предотвращающие инфильтрацию в пласт. Ржавчина в кислоте или парафин в горячей нефти — это наиболее типичные повторно растворимые соединения, встречающиеся в стволе скважины. Они будут повторно выпадать в осадок в пласте и вызывать распространенную, серьезную и зачастую постоянную кольматацию.

Кислотные обработки

Типичные проблемы, уже встречающиеся на других стадиях эксплуатации скважины, могут проявляться и в процессе кислотных обработок. Они включают:

кольматирование материалами, поступающими из насосно-компрессорных труб в пластовую породу;

смачивание нефти коллектора посредством поверхностно-активных веществ, особенно ингибиторов коррозии, способных образовывать эмульсионные барьеры;

водные барьеры;

отложения асфальтенов (парафина) при закачивании больших объемов кислоты.

Кроме упомянутых выше традиционных процессов коль-

матации, снижение удельной производительности может явиться результатом неудовлетворительного планирования кислотных обработок. Факторы снижения производительности включают следующее:

шламы, образованные в результате реакции взаимодействия кислот и асфальтенов, особенно в присутствии некоторых добавок (в частности, поверхностно-активных веществ) или растворенного железа;

разупрочнение породы пласта, вызванное избыточным растворением под действием кислот цементирующих материалов;

выпадение в осадок подобных продуктов реакции взаимодействия кислот с пластовыми минералами.

Геохимические модели могут прогнозировать химическую природу таких побочных продуктов в зависимости от пластовой породы и состава жидкостей, используемых для обработки, с одной стороны, и давления, температуры и времени соприкосновения — с другой. Однако посредством применения таких моделей нельзя прогнозировать потенциал закупорки данными продуктами, потому что они не включают физического описания способа их осаждения. Гидрат двуокиси кремния может оседать на поверхности глин и необязательно вызывать закупорку. Соединения, такие как боросиликаты и фторобораты, могут быть еще более благоприятными. Кроме того, желатинозные осадки, как например гидроокись железа, могут полностью закупоривать поры и быть чрезвычайно трудноудаляемыми. Третий класс подобных продуктов состоит из соединений, таких как фторосиликаты, оседающих в виде отдельных кристаллов, которые могут мигрировать в направлении к сужениям пор и образовывать пробку. Сульфид железа, выпадающий в осадок даже при очень низком pH в процессе кислотной обработки скважин с содержанием H_2S , представляет собой другое соединение, относящееся к этой категории.

Отдельные комплексообразующие соединения, добавленные к кислотам с целью предотвращения коррозии (проблем, связанных с железом), могут образовывать осадок, если кислота истощена и железо не присутствует.

Ухудшается проницаемость под действием осадка, присутствующего в ингибиторах коррозии или образующегося в результате термической деструкции полимеров, например, понизителя трения.

В скважинах, где были произведены гидроразрыв и гравийная набивка, кислоты могут растворять набивочный песок.

Ограничение водопритокков

Содержание воды в эксплуатационных скважинах иногда может быть уменьшено закачиванием полиакриламидов. В большинстве случаев это приводит к одновременному снижению добычи нефти и газа. Кроме причин, присущих технологии (механическая, химическая или термическая деструкция полимера), отмечаются отдельные негативные факторы, способствующие нарушению эксплуатационных свойств пласта, вызванному обработкой:

- кольматация пласта неполностью растворенным полимером;
- кольматация пласта сшитыми гелями;
- неотфильтрованная исходная вода;
- водные барьеры;
- взаимодействие воды и полиакриламида с пластовыми глинами, даже в нефтеносных зонах.

2.2.6. СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ОСЛОЖНЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Водные струйные насосы

Большинство проблем, упомянутых выше, может также прослеживаться и в водонагнетательных скважинах:

- проникновение суспендированной твердой фазы и последующая кольматация;

- внутрипластовое повреждение глин;

- осадок, образованный в результате смешения несовместимых нагнетательных и пластовых вод, или как вследствие присутствия в коллекторе двуокиси углерода или сероводорода, или роста ионизации нагнетаемой воды растворением пластовых минералов (такого рода осадок трудно удалить из струйных насосов, так как он скапливается далеко от ствола скважины в результате повышения температуры или падения давления);

- коллоидная закупорка, особенно окисными соединениями железа, образованными в результате коррозии труб в присутствии кислорода в нагнетаемой воде.

В водонагнетательных скважинах развивается закупорка бактериальными остатками.

Заводнение паром и щелочью

Источником проблем, связанных с данными типами заводнения, является растворение кремниевых плас-

товых минералов под действием флюидов с высоким pH или высокотемпературных пароконденсатов. Такое растворение может способствовать обвалам слабо сцементированных песчаников или повторному оседанию двуокиси кремния в отдалении от ствола скважины, где снизились щелочность и температура заводнения. Определенный объем свободно движущихся цеолитов, вызывающих нарушения, образуется даже при высоких pH и температурах вследствие химической атаки определенных глинистых минералов (каолинита и монтмориллонита). Твердые осадки отдельных видов могут также выпадать в процессе заводнения щелочью, например, карбонатом кальция, кремнекислым магнием и двуокисью кремния в аморфном состоянии.

Заводнение двуокисью углерода

Характерные проблемы, проявляющиеся при закачивании CO_2 в скважину, включают:

- образование органических материалов в результате контакта CO_2 с пластовой нефтью (особый тип шлама);

- оседание определенного твердого осадка, а именно, сульфата бария в кислой среде или углекислого железа — в результате взаимодействия CO_2 с соединениями железа, образованными вследствие коррозии;

- растворение карбонатных минералов и соответствующее изменение пористости.

Заводнение полимером

Дополнительные причины, способствующие нарушению эксплуатационных свойств пласта и особенно связанные с закачиванием полимера в скелет породы, включают:

- закупоривание гелиевыми осадками;

- смещение и миграцию мелкодисперсной фракции пласта под действием псевдопластических жидкостей.

2.2.7. УСТРАНЕНИЕ НАРУШЕНИЯ

Эффективность обработки материнской породы изначально зависит от устранения нарушения, ограничивающего продуктивность (более низкий общий уровень или более резкое, в сравнении с ожидаемым, снижение добычи).

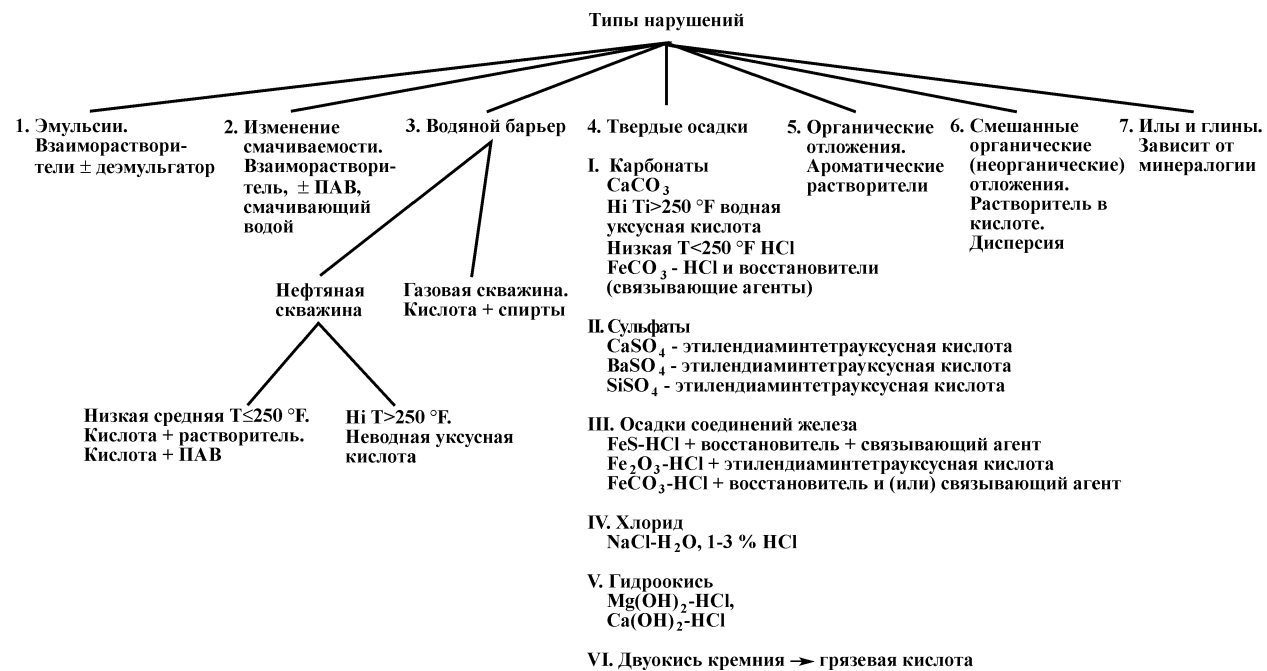


Рис. 2.6. Выбор обработки и природа нарушения

Степень такого нарушения устанавливается согласно анализу поведения давления.

После получения характеристики нарушения и данных о его происхождении могут быть приняты соответствующие меры по его устранению. Различные типы нарушений могут сосуществовать, поскольку почти каждая операция, осуществляемая на скважине (бурение, заканчивание, ремонт и возбуждение), является потенциальным источником нарушения.

Выбор жидкости для обработки определяет физические характеристики нарушений. Одна и та же жидкость может быть использована для обработки при нарушении одного и того же типа, независимо от того, что явилось причиной его возникновения. На рис. 2.6 показаны семь основных типов нарушений. Физические характеристики явились основными критериями для дифференцирования представленных типов. Упомянутые семь типов кратко описываются в следующих ниже разделах, причем особое внимание уделяется выбору жидкости для их устранения.

Эмульсии

Смешивание жидкостей на нефтяной и водной основах в коллекторе обычно обуславливает образование эмульсий. Они могут иметь высокую вязкость, особенно эмульсии типа "вода в нефти". Обычно они образуются в результате проникновения в коллектор фильтратов или жидкостей для обработки, используемых при бурении и заканчивании. Фильтраты буровых или цементных растворов с высоким рН или фильтраты кислотных обработок с низким рН могут эмульгировать отдельные типы пластовой нефти. Подобным же образом углеводородные фильтраты жидкостей на нефтяной основе, используемые при бурении и воздействии на пласт, могут образовывать эмульсии с отдельными пластовыми водами.

Эмульсии стабилизируются поверхностно-активными веществами (ПАВ), а также посредством внесенных или пластовых мельчайших частиц. В целом, взаиморастворители с деэмульгаторами или без них используются для разрешения такого рода проблем. Деэмульгаторы, которые могут хорошо срабатывать в лабораторных условиях или в сепараторе, или в емкости, благодаря соприкосновению большого количества капелек, приходящегося на единицу объема, могут сами по себе не срабатывать в пористой среде в результате массо-

переноса. Другая причина несрабатывания деэмульгаторов самих по себе заключается в механизме, связанном с разрушением эмульсий, который должен способствовать коалесценции капелек, а впоследствии и разделению по фазам.

Изменение смачиваемости

Частичное или полное смачивание пласта нефтью (гидрофобизация) снижает относительную проницаемость по нефти. Это может явиться результатом адсорбции на породе поверхностно-активных веществ из жидкостей на нефтяной основе, используемых для бурения, ремонта и заканчивания скважин. Данное нарушение устраняется посредством нагнетания растворителей с целью удаления гидрофобной, углеводородной фазы, а затем — ПАВ, гидрофилизирующих поверхность. Нефтяная фаза, которая зачастую представлена осажденными асфальтенами или парафинами, и также является гидрофобизатором, прежде всего должна устраняться растворителем. То же применимо в отношении адсорбционного олеофильного поверхностно-активного вещества. После этого может нагнетаться гидрофилизирующая поверхность жидкость или гидрофилизирующее поверхностно-активное вещество, адсорбируемое на минералах породы. Это снижает тенденцию к поверхностям минералов вновь образованного углеводородного осадка и их повторного смачивания нефтью. Период действия обработки значительно возрастает.

Водный барьер

Водный барьер, появление которого обусловлено увеличением водонасыщенности в пристволенной зоне, снижает проницаемость по отношению к углеводородам. Водный барьер может образовываться либо в процессе бурения и заканчивания в результате проникновения водных фильтратов, либо в процессе добычи вследствие обводнения в виде языков или подтягивания конусов. Образованию водного барьера способствует наличие глин, перекрывающих поры. Волосовидная форма и большая площадь поверхности некоторых глин увеличивает удержание воды на стенках пор. Водный барьер пытаются устранить снижением поверхностного натяжения между водой и нефтью или газом в результате использования поверхностно-активных веществ или спир-

тов. Спиртовые системы особенно подходят для газовых скважин, поскольку они также способствуют испарению воды в добытом газе.

Твердый осадок

Твердый осадок представляет собой осевшие минеральные остатки. Они могут оседать в насосно-компрессорных трубах, перфорационных отверстиях и (или) в пласте. Отложение осадка происходит в процессе добычи из-за более низких температур и давлений в пристволенной зоне или в стволе скважины. Твердый осадок может также образовываться вследствие смещения несовместимых вод: пластовой воды либо фильтрата жидкости, либо нагнетаемой воды.

Различные растворители устраняют твердый осадок в зависимости от его минералогии (см. рис. 2.6). Наиболее часто встречающиеся типы твердого осадка представлены:

карбонатным осадком CaCO_3 и FeCO_3 ; CaCO_3 — это наиболее типичный осадок, встречающийся в коллекторах, богатых ионами кальция и карбоната и (или) бикарбоната. Соляная кислота легко растворяет все карбонатные осадки;

сульфатным осадком; сульфатные осадки встречаются главным образом в виде гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) или ангидрита (CaSO_4). Менее типичные, такие как баритин (BaSO_4) или сернокислый стронций (SrSO_4), гораздо труднее удалить, но их залегание более предсказуемо. Этилендиаминтетрауксусная кислота легко растворяет сульфат кальция. Сернокислый барий и стронций также могут растворяться в этилендиаминтетрауксусной кислоте, если температура достаточно высокая, а период контакта достаточно продолжителен; обычно 24 ч — минимальное время пропитывания для скважины глубиной 4000 м с температурой на забое $\sim 100^\circ\text{C}$. Предпочтительна тетранатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты, так как данный процесс растворения усиливается при слабощелочном pH; используется также и более кислая дианатриевая соль. Применялись в мировой практике и другие сильные связывающие соединения той же серии, хотя они и не выявляют заметного отличия от характеристики этилендиаминтетрауксусной кислоты;

хлоридным осадком, например, хлоридом натрия; быстро растворимы в пресной воде или в очень слабокислых (HCl уксусном) растворах;

осадком соединений железа, например, сульфид (FeS) или

двуокись (Fe_2O_3); соляная кислота в сочетании с восстановителем и связывающим агентом (этилендиаминтетрауксусной кислотой) растворяет такой осадок и предотвращает осаждение побочных продуктов реакции, таких как гидроокись железа и элементарная сера;

осадком двуокиси кремния; в целом он представлен очень тонкодисперсными кристаллизованными отложениями халцедона или аморфным опалом; фтористоводородная кислота легко растворяет осадки двуокиси кремния;

гидроокисными осадками; это гидроокиси магния ($\text{Mg}(\text{OH})_2$) или кальция ($\text{Ca}(\text{OH})_2$). Соляная кислота или любая другая кислота, которая может существенно снижать pH и не осаждать соли кальция или магния, может применяться для удаления такого рода осадков.

Период контакта является очень важным фактором при проведении обработки в целях удаления осадка. Основной проблемой при обработке отложений твердого осадка является обеспечение достаточного времени, чтобы кислота достигла и эффективно растворила основную массу твердого осадка. Обработывающая жидкость должна растворять большую часть осадка, только в этом случае обработка считается успешной (М.Дж. Экономидис, К.Г. Нольте).

Органические отложения

Органические отложения представляют собой тяжелые углеводороды (парафины и асфальтены). Обычно они откладываются в насосно-компрессорных трубах, перфорационных отверстиях и (или) пласте. Несмотря на то что механизмы образования органических отложений многочисленны и сложны, главными из них являются отложения при изменении температуры и давления в пристволенной зоне или в стволе скважины в процессе добычи. Тяжелые углеводородные фракции не растворяются в нефти и начинают кристаллизоваться. Остывание ствола скважины или заканчивание холодных жидкостей для обработки имеют более выраженное влияние.

Отложения обычно повторно растворяются под действием органических растворителей. Смеси растворителей могут быть приготовлены специально для решения конкретной проблемы, а ароматический растворитель является эффективной жидкостью общего назначения. Добавление незначительного количества спирта зачастую выгодно при растворении асфальтенов.

Не следует смешивать органические отложения с другим типом отложений, называемых шламом. Последний образуется в результате реакции взаимодействия отдельных видов сырой нефти и сильных неорганических кислот. Шламы нерастворимы.

Смешанные отложения

Смешанные органические (неорганические) отложения представляют собой смесь органических соединений и либо твердого осадка, либо ила и глин. В процессе миграции маленькие частички, появлению которых сопутствует увеличение поступления воды в песчаных коллекторах, смачиваются нефтью и служат участком образования центров кристаллизации для органических отложений. Данный тип отложений требует двойной системы растворения, а именно, дисперсии углеводородного (часто ароматического) растворителя в кислоте.

3

ГЛАВА

СООРУЖЕНИЕ ФИЛЬТРОВОЙ ЧАСТИ

В настоящее время основным направлением работ в области заканчивания скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. Кроме того, существенное значение имеет разработка конструкций забоев скважины, позволяющих осуществить ее эксплуатацию в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий. Наиболее распространенная из них — конструкция забоя с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорируемой в интервале продуктивного пласта. Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

Однако такая конструкция не может удовлетворять возросшим требованиям интенсивного извлечения флюида из продуктивного пласта в условиях многообразия геологических условий и используемых технических средств для добычи нефти и газа, особенно в случае горизонтального бурения. К тому же традиционные методы обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом при пулевой и кумулятивной перфорации нарушают целостность цементного кольца за колонной часто на значительном расстоянии от интервала перфорации, что обуславливает некачественное разобщение продуктивных пластов.

Поэтому используют такие конструкции забоев, которые удовлетворяют требованиям эксплуатации скважин в конкретных геологических условиях. Так, в устойчивых трещин-

ных и порово-трещинных коллекторах, где и до настоящего времени в подавляющем большинстве случаев проектами предусматриваются вскрытие и закрепление цементируемой колонной продуктивной толщи, в связи с трудностями борьбы с поглощениями забой часто оставляют незацементированными либо их обсаживают перфорированными потайными колоннами, оборудованными пакерующими элементами. Практика выявила положительные и отрицательные особенности такой конструкции. При ее использовании значительно упрощается технология крепления, снижаются гидродинамические нагрузки на призабойную зону. В то же время применение таких конструкций забоя исключает возможность проведения селективной обработки отдельных интервалов продуктивного разреза при борьбе с проявлениями или при работах, связанных с повышением проницаемости продуктивной зоны.

Разработка конструкции забоя добывающей скважины в трещинном коллекторе относится к числу сложных проблем. Она связана с нерешенными проблемами, возникающими как при бурении, так и при эксплуатации скважин. Необходимы нормы, регламентирующие разработку конструкции открытого забоя при заканчивании скважин, выбор ее вида в зависимости от конкретных условий залегания продуктивного объекта и физико-механических свойств горных пород.

Большое внимание уделяется разработке конструкций забоев скважин, эксплуатирующих слабосцементированные коллекторы. К основным путям борьбы с разрушением призабойной зоны можно отнести следующие: установка фильтров различных конструкций (проволочные, щелевые, гравийные и др.); создание в призабойной зоне искусственных фильтрационных сооружений; консолидация пород пласта различными материалами.

3.1. ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Создание рациональной конструкции забоя скважин — это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта.

Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов их крепи в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющими факторами по выбору конструкции забоя и ее параметров являются тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близкорасположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; у кровли пласта имеется газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Следует отметить, что однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости k для

однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

$$k > 1,0 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,5 \div 1,0 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,1 \div 0,5 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,05 \div 0,1 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,01 \div 0,05 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,001 \div 0,01 \text{ мкм}^2.$$

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газодонефтенасыщенных пропластков с различными пластовыми давлениями, он считается неоднородным.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП — весьма сложный и полностью не регламентированный результат исследовательских работ. Для случая эксплуатации скважин открытым забоем наиболее обоснованной, по мнению авторов, является методика, разработанная Н.М. Саркисовым и др.

Слабосцементированными коллекторами считают (М.О. Ашрафьян) такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах. С точки зрения пластовых давлений коллекторы могут быть подразделены на три группы: $\text{grad } p_{\text{пл}} > 0,1 \text{ МПа/10 м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} = 0,1 \text{ МПа/10 м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой $k_{\text{п}}$ или трещинной $k_{\text{т}}$ проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм².

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным. Это условная характеристика расстояния, взятая из опыта.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты разделяются по фракционному составу на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно 0,10—0,25; 0,25—0,50 и 0,50—1,0 мм.

Для оценки среднего размера $d_{\text{ср}}$ зерен песка пласта используется формула

$$d_{\text{ср}} = 0,5 \sqrt[3]{\frac{G}{11a_1 + 1,37a_2 + 0,17a_3 + 0,02a_4}}, \quad (3.1)$$

где G — сумма частных остатков на ситах, за исключением фракций, прошедших через сито с отверстиями 0,15 мм; a_1, a_2, a_3, a_4 — частные остатки с отверстиями 0,15; 0,30; 0,60; 1,20 мм.

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют следующий тип конструкции: эксплуатационная колонна (хвостовик) спускается в ствол скважины в продуктивном пласте, цементируется, перфорируется, хотя апробированы в практике следующие четыре типа конструкций (рис. 3.1).

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (см. рис. 3.1, а).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (см. рис. 3.1, б, в, г).

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. В этом случае нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (см. рис. 3.1, г, е).

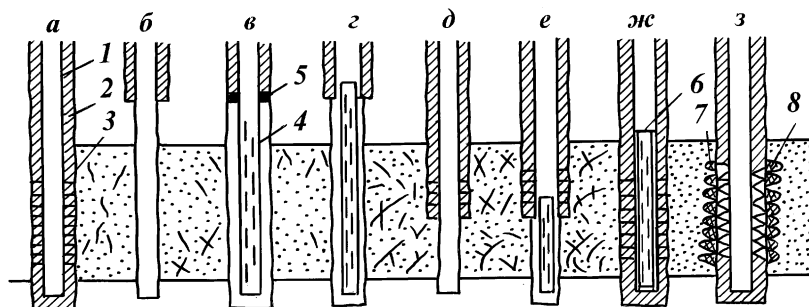


Рис. 3.1. Типы конструкций забоев скважин:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — цементное кольцо; 3 — перфорационные отверстия; 4 — перфорированный (на поверхности) фильтр; 5 — пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 6 — забойный фильтр; 7 — зона разрушения в слабосцементированном пласте; 8 — проницаемый тампонажный материал

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. В этом случае против продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (см. рис. 3.1, ж) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (см. рис. 3.1, з).

Эффективная работа призабойной зоны во многом зависит от того, насколько конструкция забоя соответствует геологическим условиям залегания продуктивного пласта.

В настоящее время продолжается работа в области совершенствования конструкций забоев скважин применительно, прежде всего, к осложненным условиям, обусловленным наличием слабосцементированных продуктивных объектов, зон АВПД, близкорасположенных напорных объектов, чередованием пород пласта с различной проницаемостью, необходимостью проведения различных способов интенсификации и др.

В Азербайджане в зависимости от геологических и физико-механических характеристик продуктивного пласта конструкции забоев скважин меняются от месторождения к месторождению. Конструкции забоев на месторождениях Мурадханлы (рис. 3.2) изменялись в процессе разработки. Так как залежь представлена сложным коллектором с порово-кавернозно-трещиноватым типом высокой проницаемости,

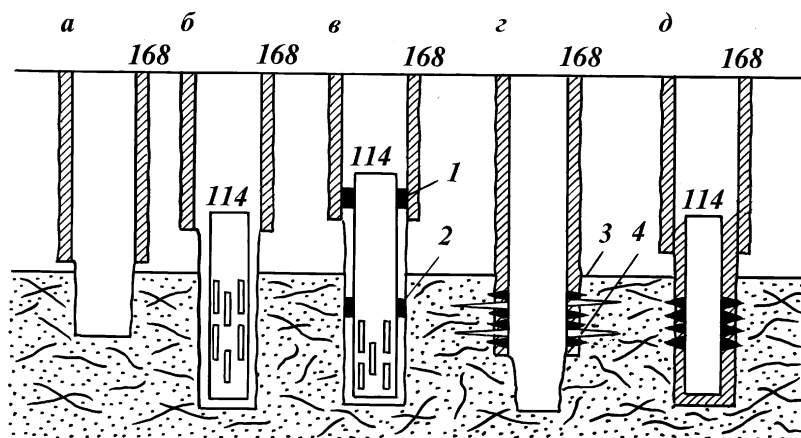


Рис. 3.2. Виды конструкций забоев верхнемеловых скважин месторождения Мурадханлы (Азербайджан):

1, 2 — пакеры типа ПМП конструкции ВНИИБТ; 3 — кумулятивная перфорация; 4 — гидропескоструйная перфорация

то башмак (см. рис. 3.2, *а*) эксплуатационной колонны устанавливался вблизи кровли продуктивного пласта, разбуривание которого велось до начала интенсивного поглощения бурового раствора. При спуске в открытую часть ствола скважины фильтра в виде колонны перфорированных труб башмак находился уже на значительном удалении от кровли продуктивного пласта (см. рис. 3.2, *б*). Если в первом случае (без фильтра) глубина вскрытия коллектора составляла примерно 30 м, то во втором — в десятки раз больше (при наличии поглощений). В этом случае для создания высоких депрессий на ПЗП и обеспечения дренирования наиболее нефтенасыщенной части пласта применяли пакеры (см. рис. 3.2, *в*). В случае применения перфорации конструкция забоя представлена на рис. 3.2, *г, г*. Недостаточную глубину прострела кумулятивными перфораторами усиливали использованием гидropескоструйной перфорации колонны или интенсифицировали приток нефти гидроразрывом пласта.

Анализ применения конструкций забоев (см. рис. 3.2) показал, что наименьшие сроки ввода скважин в эксплуатацию наблюдались при схемах *а* и *в*. Наибольшие дебиты отмечаются в скважинах с открытыми забоями.

Цементирование эксплуатационной колонны в зоне продуктивного пласта приводило к значительному увеличению сроков освоения и существенному снижению дебитов скважин по сравнению со случаем открытого забоя. Ярким примером массивной (нефтяной) залежи с коллектором трещинного типа является месторождение Самгори-Патардзеули в Грузии. Толщина продуктивного пласта составляет 350–600 м, раскрытость каналов и микротрещин равна 3–8 мкм, у макротрещин 150–200 мкм. Аномально низкое пластовое давление (коэффициент аномальности 0,89) обуславливает поглощение бурового раствора, в результате чего бурение частично происходит без выхода циркуляции раствора.

Конструкции забоев скважин представлены на рис. 3.3: открытый ствол (*а*) или спуск в интервал открытого ствола нецементируемого хвостовика-фильтра (*б*), или, наконец, хвостовик-фильтр (длина фильтра 30–90 м), цементируемый выше фильтра (*в*). Эти рекомендации, к сожалению, не всегда выполняются, и используются конструкции закрытого забоя. Учитывая особенности месторождения Самгори-Патардзеули (с массивной залежью и коллектором трещинного типа), наиболее приемлемыми следует считать конструкции с открытым забоем.

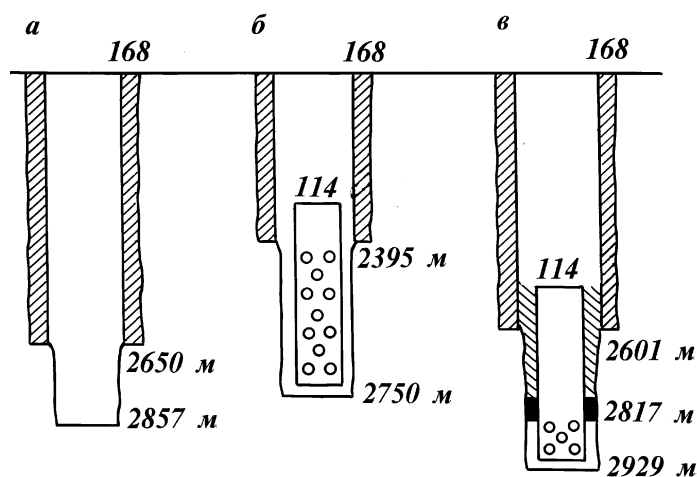


Рис. 3.3. Конструкции забоев скважин в среднеэоценовых отложениях месторождения Самгори-Патардзеули (Грузия)

В Грознефти продуктивные пласты верхнемеловых отложений представлены толщей рассеченных трещинами известняков толщиной 300—350 м. В пределах этой толщи выделяется шесть характерных участков по значению проницаемости. При вскрытии всего 7—60 м (75 % фонда эксплуатационных скважин) дебиты составляют 30—4000 т/сут. При разработке этих залежей применяется шесть типов конструкций забоев (рис. 3.4). Во всех случаях ствол бурят до кровли продуктивного пласта и обсаживают 168-мм эксплуатационной колонной. Затем вскрывается продуктивный пласт.

Наибольшее распространение получила конструкция забоя (см. рис. 3.4, г), обеспечивающая значительную мощность (120—450 м) открытого ствола скважины. Хвостовик-фильтр имеет отверстия или по всей длине, или в отдельных интервалах. Конструкция (см. рис. 3.4, а) характеризуется 114-мм хвостовиком до забоя с последующим цементированием; иногда эту колонну спускают до кровли нижней пачки с последующим цементированием, остальная часть — открытый ствол (см. рис. 3.4, б). Вариант этой конструкции: в нижней части — фильтр из хвостовика, спущенного до забоя (см. рис. 3.4, в).

Вариант (см. рис. 3.4, г) предусматривает весь ствол ниже башмака 168-мм эксплуатационной колонны открытым, а

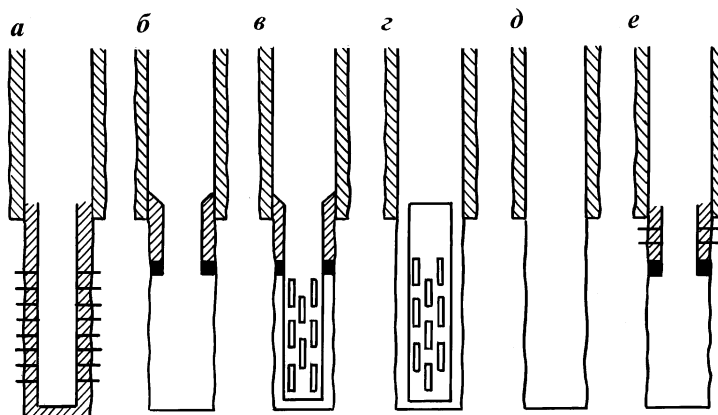


Рис. 3.4. Конструкции забоев верхнемеловых скважин месторождений Чеченской и Ингушской Республик

вариант (см. рис. 3.4, е) — частично открытым. Определяющими факторами при выборе варианта конструкции забоя скважины являются сложность освоения скважины, трудоемкость проведения изоляционных работ в случае появления пластовой воды, а также обеспечение устойчивости призабойной зоны при значительных депрессиях.

В сводовых и присводовых скважинах, где развита трещиноватость, 83,3 % скважин с открытым забоем начинают фонтанировать сразу после замены бурового (глинистого) раствора на воду. И только 16,7 % скважин требуют соляно-кислотных обработок.

При первом варианте конструкции забоя (см. рис. 3.4, а) такая обработка ПЗП требуется в 60 % скважин, что объясняется загрязнением пласта при цементировании.

Однако в скважинах с открытым забоем не удастся ликвидировать обводнения, поэтому, как считают некоторые специалисты, конструкции (см. рис. 3.4, а — в, е) имеют преимущества.

Анализ материалов по Грознефти показал, что конструкции с открытым забоем (см. рис. 3.4, б — е) эффективны при вызове притока нефти в том случае, когда коллектор имеет развитую трещиноватость с трещинами большой протяженности и раскрытости. В случае близкорасположенных подошвенных вод целесообразно применять конструкции смешанного типа (см. рис. 3.4, б, в, е).

Отложения баженовской свиты Салымского месторождения со своими уникальными характеристиками могут считаться коллекторами нового (ранее не встречавшегося) типа: свита относится к верхнеюрским отложениям, представлена глинистыми породами при чередовании тонких прослоев и линз карбонатных и кремнистых образований. Коллекторы представлены листовыми и микрослоистыми глинами с широкоразвитыми микротрещинами.

При практикуемом вскрытии буровой раствор, и особенно его фильтрат, по системе трещин проникает столь глубоко, что пласт оказывается пропитанным фильтратом.

Опыт заканчивания скважин на Салымском месторождении показывает, что наиболее рациональной конструкцией забоя для баженовской свиты является конструкция с открытым забоем.

С осыпями пород приходится мириться, хотя они и нарушают нормальную работу скважин. Анализ промысловых данных показывает, что если расстояние от башмака эксплуатационной колонны не превышает 9–27 м, то процессы вызова притока и последующей эксплуатации проходят нормально. Если же это расстояние возрастает в 3 раза, наблюдаются интенсивные осыпи. Практика выработала следующие четыре типа конструкций забоев скважин (рис. 3.5).

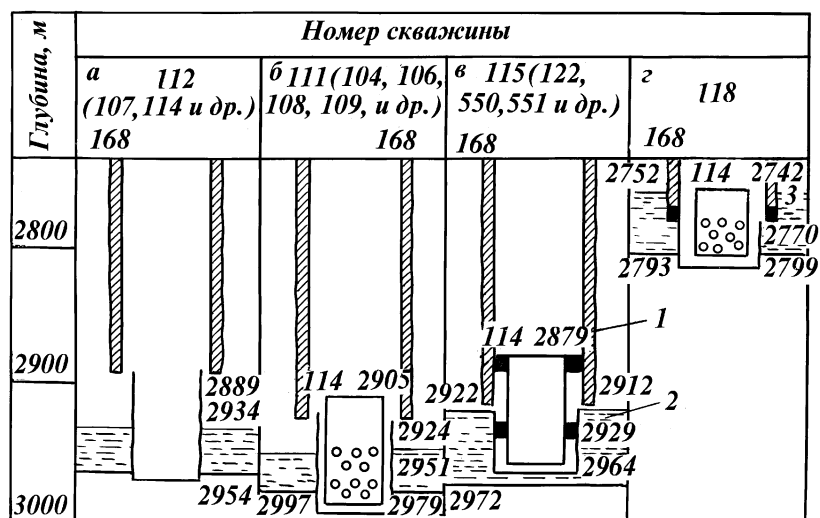


Рис. 3.5. Конструкции забоев скважин на Салымском месторождении:
1, 2, 3 — пакеры соответственно ПМП-142, ПМП-140 и ПДМ-195

После уточнения геологического строения залежи и изучения причин осложнений перешли с конструкций (см. рис. 3.5, а, б) на конструкции забоев скважин (см. рис. 3.5, в). Здесь уже применяют пакеры для изоляции продуктивного пласта от сыпучих пород и исключения перетоков пластового флюида. Если башмак 168-мм колонны располагается у кровли баженовской свиты или непосредственно в пласте, то его оборудуют заколонным пакером, чтобы избежать закупоривания цементным раствором (см. рис. 3.5, г).

Вопросы предотвращения разрушения слабосцементированных пород ПЗП при эксплуатации нефтяных и газовых скважин остаются актуальными и в настоящее время.

Промысловый опыт показывает, что рациональный путь борьбы с выносом песка — это установка фильтров. Они бывают различных конструкций: проволочные, щелевые, гравийные и др. Эффективным способом также является закрепление пород в ПЗП путем применения различных материалов: портландцементных смесей с добавками и наполнителями, смол и других органических материалов с наполнителями, химических растворов и т.д.

Существует несколько типов конструкций забоев скважин, предотвращающих вынос песка или снижающих его интенсивность и объем (рис. 3.6, а–г). Выбирают их с учетом прочности пород, технико-технологических и геологических условий. Сетчатые и проволочные фильтры быстро разрушаются агрессивными пластовыми водами. Наиболее

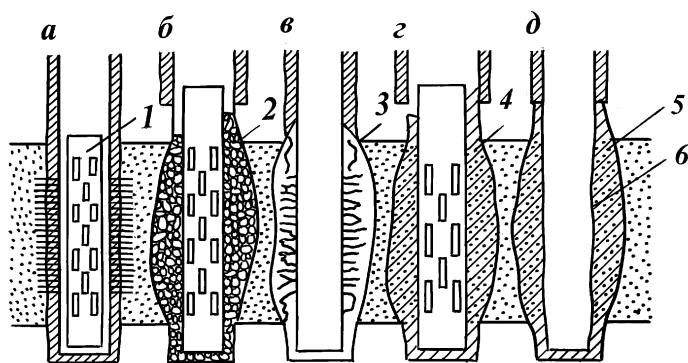


Рис. 3.6. Конструкции забоев скважин, предотвращающие вынос песка:

1, 2 — забойный и гравийный фильтры; 3 — центратор; 4 — расширенная часть ствола скважины; 5 — проницаемый тампонажный состав; 6 — открытая поверхность искусственного фильтра

надежными считают гравийные фильтры. Их применение в 85–95 % случаях дает положительные результаты, однако они не предотвращают разрушения пород и продуктивного пласта. В процессе их использования гравий в фильтре оседает и в скважину начинает поступать песок.

3.2. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ОТКРЫТОГО ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Низкая проницаемость прочных коллекторов — залог условий выбора конструкции скважин с открытым забоем. Сюда же следует отнести условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка (в случае нефтяной залежи). Часто конструкция открытого забоя скважин предусматривает (в случае пористых и трещиноватых коллекторов) наличие пакеров. Они устанавливаются на перфорированном хвостовике, который не цементируется.

Использование конструкции открытого забоя скважины предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; коллектор по своим геолого-физическим характеристикам не может быть зацементирован без резкого и значительного ухудшения его коллекторских свойств в ПЗП.

Конструкция открытого забоя предусматривает отдельный способ эксплуатации. Коллектор должен сохранять устойчивость при создании депрессии на пласт.

Устойчивость породы в призабойной зоне скважины можно определить для следующих случаев.

1. Из пласта извлекается жидкость или газ:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{пл}) + (p_{пл} - p)], \quad (3.2)$$

где $\sigma_{сж}$ — предел прочности пород коллектора при одноосном сжатии (определяется экспериментально), МПа; ξ — коэффициент бокового распора горных пород,

$$\xi = \nu / (1 - \nu); \quad (3.3)$$

ν — коэффициент Пуассона коллектора; ρ — средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³,

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i h_i}{H}; \quad (3.4)$$

ρ_i – плотность горных пород i -го пласта, кг/м³; h_i – толщина i -го пласта, м; n – число пластов; g – ускорение силы тяжести, м²/с; H – глубина залегания коллектора, м; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; p – давление столба жидкости на забое скважины, МПа.

2. Жидкость нагнетается в пласт:

$$\sigma_{\text{сж}} \geq 2[\xi(\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{\text{пл}}) + (p' - p_{\text{пл}})], \quad (3.5)$$

где p' – забойное давление при нагнетании жидкости ($p' > p$), МПа.

3. Движение жидкости отсутствует:

$$\sigma_{\text{сж}} \geq 2\xi(\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{\text{пл}}). \quad (3.6)$$

В табл. 3.1 приведены значения ν для основных горных пород.

Рассчитаем устойчивость стенки скважины с открытым забоем.

Примем, что извлечение жидкости из продуктивного песчаника, залегающего на глубине 1500 м, имеющего прочность при одноосном сжатии $\sigma_{\text{сж}}$ 30 МПа и пластовое давление 15,5 МПа, предполагают вести при депрессии 2 МПа, а средняя плотность горных пород по разрезу скважины равна 2250 кг/м³.

Плотность породы по разрезу скважины ρ_i определим следующим образом.

При заданных условиях давление жидкости на забой в период эксплуатации $p = 15,5 - 2,0 = 13,5$ МПа.

Коэффициент Пуассона $\nu = 0,30$ (см. табл. 3.1). Затем по формуле (3.4) вычислим $\xi = 0,3/(1 - 0,3) = 0,43$.

Определим условие прочности стенок скважины по выражению (3.5)

$$\sigma_{\text{сж}} = 30 \text{ МПа} > 2[0,43(10^{-6} \cdot 2250 \cdot 9,8 \cdot 1500 - 15,5) + (15,5 - 13,5)] = 19,1 \text{ МПа}.$$

Удовлетворение данного условия указывает на возможность эксплуатации скважины открытым забоем.

Таблица 3.1

Средние значения коэффициентов Пуассона для некоторых горных пород

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

Затем сравнивают условия залегания продуктивного горизонта и его физико-механические свойства (см. приведенный выше пример).

При устойчивом и неустойчивом коллекторе, если $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, а собственно коллектор имеет поровую проницаемость $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или трещинную проницаемость $k_{\text{т}} > 0,01 \text{ мкм}^2$, применяют конструкцию открытого забоя вида, показанную на рис. 3.1, в.

Если коллектор обладает низкой поровой или трещинной проницаемостью ($k_{\text{п}} < 0,01 \text{ мкм}^2$, $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$), а $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида, представленную на рис. 3.1, б, а при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя вида, показанную на рис. 3.1, г.

При аномально низком пластовом давлении ($\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$) независимо от значения проницаемости пород продуктивного объекта при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида рис. 3.1, б; при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя вида рис. 3.1, г.

При создании конструкции забоя вида рис. 3.1, б до кровли продуктивного пласта спускают и цементируют эксплуатационную колонну, а вскрытие объекта производят с учетом пластового давления, поровой и трещинной проницаемости коллектора. При $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ применяют специальные буровые растворы (растворы на нефтяной основе, пены и др.). Перед вызовом притока в случае необходимости производят обработку призабойной зоны пласта (солянокислотная обработка, гидродразыв пласта и др.).

В случае заканчивания скважины с конструкцией забоя вида рис. 3.1, в при $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} \geq 0,01 \text{ мкм}^2$ вскрытие продуктивного объекта осуществляют совместно с вышележащими отложениями, до забоя спускают эксплуатационную колонну, оборудованную в нижней части фильтром, и скважину цементируют с подъемом тампонажного раствора от кровли продуктивного пласта, для чего используют пакеры типа ПДМ конструкции ВНИИБТ.

Технология создания конструкции забоя (см. рис. 3.1, г) идентична таковой при заканчивании скважины с конструкцией забоя вида рис. 3.1, б. Дополнением ее является перекрытие неустойчивого порово-трещинного коллектора хвостовиком-фильтром. В случае если кровля продуктивного объекта сложена неустойчивыми породами и не перекрыта эксплуатационной колонной, при установке хвостовика-фильтра

используют заколонные пакеры ВНИИБТ, ТатНИПИнефти и других изготовителей, располагаемые в неперфорированной его части у кровли продуктивного горизонта и в башмаке эксплуатационной колонны с целью предупредить обрушения стенок скважины и зашламления открытого ствола.

Общие требования к конструкции забоя открытого типа сводятся к следующему.

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

$$p_{\text{пл}} - p_{\text{в}} \leq \frac{\sigma_{\text{сж}}}{2} - k(\rho g H \cdot 10^6 - p_{\text{пл}}).$$

2. В конструкциях забоев (см. рис. 3.2, б, в) башмак эксплуатационной колонны устанавливают в устойчивых непроницаемых отложениях кровли продуктивного объекта с целью изоляции вышележающих водных отложений, исключения осыпания пород открытого ствола и предупреждения перетоков пластового флюида в вышерасположенные горизонты; при наличии над кровлей пласта устойчивых непроницаемых пород большой толщины башмак колонны устанавливают на расстоянии 10–20 м от кровли пласта.

3. В конструкциях забоев (см. рис. 3.2, в) при наличии в кровле продуктивного объекта неустойчивых отложений с целью исключения осыпания пород открытого ствола эксплуатация скважины должна осуществляться за счет применения двух заколонных пакеров типа ПМП конструкции ВНИИБТ. Один устанавливают в верхней части потайной колонны, другой — в устойчивой части кровли продуктивного объекта.

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

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

6. При последовательном бурении нескольких скважин одного куста и задержке при освоении продуктивных объектов до завершения строительства запланированных скважин технология создания конструкции открытого забоя должна предусматривать исключение продолжительного воздействия бу-

рового раствора на продуктивный пласт с целью максимального сохранения его коллекторских свойств.

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

Технология создания конструкций открытого забоя скважины сводится к следующему:

при создании конструкции забоя до кровли продуктивного пласта спускают эксплуатационную колонну, а затем ее цементируют; вскрывают продуктивный объект; при $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{т}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ применяют специальные буровые растворы или газообразные агенты — азрированные буровые растворы, пены, азот, природный газ или воздух в виде тумана, не загрязняющие пласт;

сначала бурят скважину до кровли продуктивного объекта; на основе геолого-геофизических исследований определяют глубину спуска эксплуатационной колонны и месторасположение ее башмака, учитывая необходимость его установления напротив устойчивых непроницаемых отложений;

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

вскрывают продуктивные отложения с использованием бурового раствора плотностью, отвечающей условиям Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях; буровой раствор утяжеляют кислоторастворимыми утяжелителями; при плотности раствора до 1300 кг/м^3 применяют мел; более значительное утяжеление обеспечивают мелом и баритом или только сидеритом;

в случае проведения работ в трещинном коллекторе с аномально низким пластовым давлением при поглощении

скважину переводят на воду, аэрированную жидкость или пенную систему; углубляют забой на 30–50 м; выполняют испытание открытых отложений испытателем пластов; при наличии притока флюида скважину готовят к освоению и испытанию по принятой технологии; при отсутствии притока скважину дальше углубляют на 30–50 м и повторно проводят опробование продуктивного объекта испытателем пластов; эти работы проводят до получения объективной достоверной информации;

оптимальную депрессию на пласт определяют по результатам исследования скважины на разных режимах;

при использовании для вскрытия пластов буровых растворов с кислоторастворимыми наполнителями для интенсификации притока обрабатывается весь продуктивный объект раствором соляной кислоты 12–21 %-ной концентрации.

Технология создания конструкции забоя (см. рис. 3.2, в) такая же, как и описанной выше конструкции. Дополнительная операция при ее создании — перекрытие неустойчивого пористо-трещинного коллектора потайной колонной-фильтром. Предупреждение обвала стенок скважины и зашламление открытого ствола достигается установлением заколонных пакеров конструкции ВНИИБТ, размещающихся в неперфорированной части потайной колонны у кровли продуктивного пласта, а также в башмаке эксплуатационной колонны. При этом порядок выполнения технологических операций по созданию конструкции забоя следующий. Выполняют работы по заканчиванию скважины бурением. Проводят комплекс геофизических исследований, включая и кавернометрию, определение интервала залегания продуктивного объекта и гидромониторное расширение ствола в указанном интервале. Расширение совершают гидромониторным перфоратором, оснащенным четырьмя насадками диаметром 6 мм, при расходе жидкости, обеспечивающем перепад давления на насадке не менее 10 МПа. Скорость подачи инструмента должна быть в пределах от 3 до 4 м/ч при его вращении на первой скорости. Раствор для предупреждения забивания насадки перфоратора тщательно очищается.

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

ствол устойчивый и разрушению не поддается — скважину оставляют открытой;

ствол неустойчивый, слабо уплотненные пропластки хо-

рошо выделяются — скважину заканчивают со спуском в открытый ствол незацементированной потайной колонны-фильтра, оснащенной пакерами, которые размещены против устойчивой нерасширенной части ствола. Потайную колонну выполняют неперфорированной или в виде фильтра.

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

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

Осуществляется распаковывание пакеров в скважине, отвинчивается и поднимается бурильный инструмент, перфорируется потайная колонна перфораторами ПНКТ73, ПНКТ89, ПР54 или ПР43 при депрессии на пласт, конкретно определенной для скважины.

Выполняются работы по вызову притока, освоению и исследованию скважин.

При создании конструкции забоя (см. рис. 3.3) при $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} \geq 0,01 \text{ мкм}^2$ продуктивный горизонт вскрывают вместе с вышележащими отложениями без применения специальных растворов. Эксплуатационную колонну спускают до забоя, оснащая ее в интервале пласта-коллектора фильтром с отверстиями или щелями, а над фильтрами устанавливают пакер типа ПДМ и элементы заколонного оснащения. Последнюю трубу перед пакером оснащают чугунной заглушкой или в трубе заранее устанавливают цементную пробку. Цементируют скважину с поднятием тампонажного раствора в интервале от места установки пакера до проектной отметки. Разбуривают цементную пробку, упорное кольцо "стоп", цементный стакан и заглушку.

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

Технология создания конструкции забоя смешанного типа в общем аналогична. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей толщины продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близко расположенных к кровле пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорацию выполняют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости обрабатывают призабойную зону пласта.

Технология создания конструкций забоя для предупреждения выноса песка основывается, прежде всего, на объединении зацементированной эксплуатационной колонны и забойного фильтра (щелевого, с проволоочной обмоткой, металло-керамического, титанового), установленного в интервале перфорации. Предельно допустимая депрессия на слабощементированный пласт при такой конструкции забоя определяется из выражения

$$\Delta p \leq \frac{c \varepsilon r_c \ln(R_k / r_c)}{6k}, \quad (3.7)$$

где c — сила сцепления горных пород, равная 0,2–1,4 МПа;
 ε — коэффициент прочности пористых каналов,

$$\varepsilon = m_3 / m_n; \quad (3.8)$$

R_k — радиус контура питания, принятый равным половине расстояния от ближайшей эксплуатационной скважины, м;
 r_c — радиус скважины, м; k — проницаемость породы, мкм²;
 m_3 , m_n — соответственно эффективная и полная пористость.

Пример. Имеем $r_c = 0,1$ м; $R_k = 200$ м; $k = 0,2$ мкм²; $m_3 = 24$ %; $m_n = 26$ %; $c = 1$ МПа.

Тогда

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

Ширину щели Z забойного фильтра выбирают из условия

$$Z = 3d_1 + d_2, \quad (3.9)$$

где d_1, d_2 — соответственно размеры самых мелких и самых крупных зерен пластового песка, мм.

В конструкции забоя с выносом песка предупреждение выноса последнего достигается путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала типа "Контарен-2". Для этого после перфорации колонны вызывают приток, отработывают пласт в течение 1–5 сут, проверяют проницаемость пласта и закачивают на поглощение тампонажный состав "Контарен-2".

Проницаемый полимерный тампонажный материал "Контарен-2" разработан в б. ВНИИКРнефти и включает в свой состав ТС-10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия), и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала на сжатие составляет не менее 6 МПа, а после вымывания из него соли — от 3,5 до 5,0 МПа. Соответственно проницаемость камня равна 0,12–0,20 и 1–5 мкм².

Вымывание солевого наполнителя осуществляется при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5–0,1 % из расчета 1–2 м³ на 1 м интервала перфорации.

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

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

3.3. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ СМЕШАННОГО ВИДА

Конструкции забоя смешанного вида используются в однородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; при наличии близкорасположенных напорных горизонтов или газовой шапки у кровли пласта, а также низких значениях поровой или трещинной проницаемости пород (соответственно $k_n < 0,01$ мкм² или $k_t < 0,01$ мкм²); если коллектор сложен прочными породами, сохраняющими устойчивость при создании депрессии на пласт при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Выбор конструкции забоя смешанного вида предусматривает установление соответствия условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта с учетом его физико-механических свойств; оценку по выражению (3.5) устойчивости пород призабойной зоны пласта.

При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида (см. рис. 3.1, *g*), а при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя вида (см. рис. 3.1, *e*).

Технологии создания конструкций забоев вида (см. рис. 3.1, *g*, *e*) по существу аналогичны. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей мощности продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близкорасположенных у кровли пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорируют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости осуществляют обработку призабойной зоны пласта. В отличие от конструкции забоя (см. рис. 3.1, *g*) в конструкции вида (см. рис. 3.1, *e*) открытый забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или порово-трещинного типа, перекрывают потайной колонной-фильтром.

3.4. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ЗАКРЫТОГО ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Конструкции с закрытым забоем применяют для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близкорасположенные пласты в неоднородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, в котором отмечается чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями, в случае если коллектор характеризуется высокими значениями поровой $k_{\text{п}}$ или трещинной $k_{\text{т}}$ проницаемости пород ($k_{\text{п}} > 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} > 0,01 \text{ мкм}^2$), а также для обеспечения совместной, раздельной или совместно-раздельной эксплуатации объектов.

При выборе конструкции закрытого забоя (см. рис. 3.1, *a*) устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта общепринятым положениям.

Расчет основных элементов конструкции закрытого забоя производится в соответствии с действующими руководящими документами.

При заканчивании скважины с конструкцией забоя (см. рис. 3.1, а) продуктивный объект вскрывают совместно с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, до забоя спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическую связь с пластом осуществляют, применяя кумулятивную, пулевую или гидропескоструйную перфорацию.

3.5. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА

Эта конструкция забоев применяется для предотвращения выноса песка в слабосцементированном коллекторе, представленном мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками и характеризующемся разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Допустимую депрессию Δp на слабосцементированный пласт в конструкции забоя (см. рис. 3.1, ж) определяют из выражения (3.7).

Ширину щелей Z забойного фильтра выбирают по условию (3.9).

Применяют и проницаемый полимерный тампонажный состав "Контарен-2".

Конструкцию забоя для предотвращения выноса песка выбирают в следующем порядке. Устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта. Определяют средний фракционный состав пластового песка по следующей схеме.

Просушивают в сушильном шкафу до постоянного значения пробу песка массой 1,2–1,5 кг, из которой отбирают 1 кг песка и производят его рассев на ситах с размером ячеек 1,2; 0,6; 0,3 и 0,15 мм, фиксируя при этом частные и полные остатки на ситах. Результаты отсева вносятся в табл. 3.2 аналогично тому, как показано ниже.

По формуле (3.1) определяют средний размер зерен песка:

$$d_{cp} = 0,5 \sqrt[3]{\frac{50}{11 \cdot 40 + 1,37 \cdot 5 + 0,171 \cdot 2,5 + 0,02 \cdot 2,5}} = 0,24 \text{ мм.}$$

Рис. 3.7. Схема выбора конструкции забоя скважин

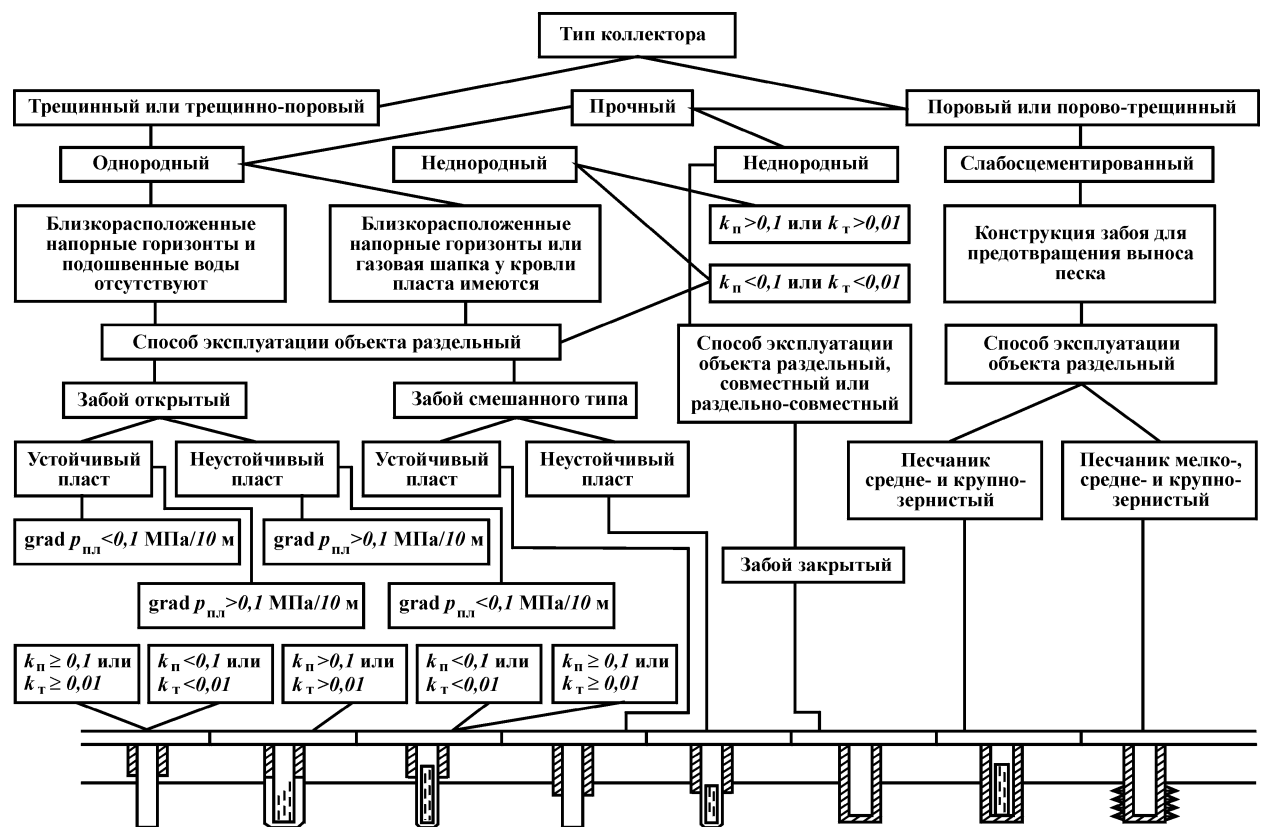


Таблица 3.2

Результаты отсева песка

Размеры ячеек сит, мм	Частные остатки на ситах		Полные остатки на ситах, %
	часть	%	
1,2	25	2,5	2,5
0,6	25	2,5	5
0,3	50	5	10
0,15	400	40	50
< 0,15	500	50	—

Песок является мелкозернистым.

В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используют конструкцию забоя вида рис. 3.1, ж. В скважинах с мелкозернистым песчаником применяют только конструкцию забоя вида рис. 3.1, з, которая может быть использована в скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкция забоя вида рис. 3.1, ж включает зацементированную эксплуатационную колонну и забойный фильтр (щелевой, с проволоочной обмоткой, металлокерамический, титановый), установленный в интервале перфорации. Предельно допустимую депрессию на пласт при эксплуатации скважины определяют согласно условию (3.8). Ширину щелей забойного фильтра устанавливают в соответствии с формулой (3.9).

Конструкция забоя вида рис. 3.1, з отличается от предыдущей конструкции тем, что забойный фильтр не устанавливают, а вынос песка предотвращают путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала "Контарен-2". Для этого после перфорации колонны осуществляют вызов притока, отрабатывают скважину в течение 1–5 сут, проверяют приемистость пласта и закачивают на поглощение тампонажный состав "Контарен-2". Предельно допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом "Контарен-2" не должна превышать 3 МПа.

Общая схема выбора конструкции забоя скважины для коллекторов различных типов с учетом влияния основных факторов приведена на рис. 3.7.

3.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ КРЕПИ В РЫХЛЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

При заканчивании (освоении) и особенно при эксплуатации скважин, продуктивные коллекторы которых

представлены слабосцементированными породами, часто наблюдается вынос песка. В скважине образуются песчаные пробки. По М. Маскету, при образовании песчаных пробок, проницаемость которых в 200 раз больше проницаемости пласта, дебит нефти тем не менее снижается на 34 %. Этот песок содержит до 5 % нефти, и при его удалении возникают проблемы — загрязняется окружающая среда; песок отлагается в трубопроводах, наземном оборудовании; идет его эрозия. Этот вид осложнений почти повсеместен. Только на месторождениях Азербайджана ежегодно проводят около 100 тыс. ремонтов и более 200 скважин ежегодно выводится из действующего фонда. По зарубежным публикациям, вынос песка является важной проблемой, особенно в таких нефтедобывающих регионах, как Калифорния, северная часть Мексиканского залива (США), Канада, Венесуэла, Тринидад, Западная Африка, Индонезия и др.

Эта проблема существует и на Кубани, а при разработке месторождений на заключительной стадии она приобретает первостепенное значение.

Вынос песка — причина образования каверн и смятия колонн.

Особую актуальность эта проблема приобрела с развитием термических методов добычи высоковязких нефтей, так как снижается вязкость нефти и повышается ее текучесть. В этом случае рыхлые коллекторы теряют цементирующее связующее вещество — вязкую нефть. При плановых и аварийных остановках, когда нагнетание теплоносителя прекращается, обратный поток теплоносителя поступает в нагнетательные скважины и выносит механические примеси. Это также приводит к образованию песчаных пробок в скважинах и препятствует нормальной закачке теплоносителя.

Существующие методы эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлениями, можно условно разделить на две группы: эксплуатация скважин с выносом песка из пласта; предотвращение выноса песка из пласта.

В первой группе разработаны способы ликвидации песчаных пробок, а также мероприятия по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность: применение полых штанг, спуск хвостовиков в пределы продуктивной зоны, подлив жидкости и т.п. Для борьбы с абразивным износом подземного оборудования созданы всевозможные конструкции сепараторов, якорей и других защитных устройств. Основным недостатком метода — разрушение призабойной зоны пласта.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину.

Наиболее простым является способ ограничения отборов жидкости из скважины, позволяющий уменьшить поступление песка в скважинах, однако при этом резко сокращаются дебиты нефти.

Более рациональным представляется крепление пород пласта в призабойной зоне скважин, для чего применяют химические, физико-химические и механические методы и их комбинации.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород вяжущими и цементирующими веществами; смолами, цементом с соответствующими наполнителями, пластмассами и т.д. Их эффективность определяется обеспечением после крепления достаточной устойчивости пород без значительного ухудшения их коллекторских свойств.

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых высоковязких нефтей.

Наиболее простыми и доступными методами являются механические, получившие наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции.

3.6.1. ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ ФИЛЬТРЫ

Определились три основных направления в технологии оборудования скважин фильтрами (механический метод).

1. Оборудование обсаженных добывающих скважин вставными фильтрами. Фильтр, как правило, устанавливают на забое скважины в интервале перфорации с пакером, находящимся выше верхних отверстий интервала перфорации. Разновидностью данной технологии является вариант поднасосной установки противопесочного фильтра. В этом случае достигается защита глубинно-насосного оборудования, но не предотвращается вынос механических примесей из призабойной зоны.

2. Создание гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. Скважина работает с открытым стволом, в расширенном интервале которого установлен противопесочный фильтр. Между фильтром и пластом закачивают гра-

вий, который состоит из крупнозернистого отсортированного кварцевого песка.

3. Предотвращение пескопроявлений в паронагнетательных скважинах. Здесь конструкция фильтров имеет отличия, связанные с особенностями работы паронагнетательных (пароциклических) скважин.

Во всех приведенных технологиях основным звеном является фильтр-каркас.

Анализ работы противопесочных фильтров, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью и используемых в нефтепромысловой практике, показал, что они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

обладать необходимой механической прочностью и достаточной устойчивостью против коррозии и эрозионного воздействия;

обеспечивать создание надежной гидродинамической связи с пластом и суффозийную устойчивость пород в призабойной зоне;

позволять проводить механическую или химическую очистку фильтра (регенерацию) без извлечения его из скважины.

Применяют различные конструкции фильтров: блочного типа; с круглыми и щелевыми отверстиями, расположенными в вертикальных и горизонтальных плоскостях; с фильтрующей поверхностью из сеток.

Наиболее эффективными считаются каркасные фильтры с горизонтальными щелями, у которых меньше сопротивление и влияние интерференции отверстий.

Основными параметрами фильтра, определяющими размер выносимых частиц, являются, при прочих равных условиях, размер и форма фильтрационных отверстий и геометрия элементов фильтрующей оболочки. Размеры проходных отверстий зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра. Единого мнения в выборе размера отверстий (щелей) пока не существует.

Однако можно сделать следующие выводы.

1. При подборе противопесочных фильтров для скважин с обсаженным стволом необходимо ориентироваться не только на фракционный состав пластового песка с целью определения оптимального размера щели, но и также для формирования естественной набивки из пластового песка с высокой проницаемостью в системе пласт — перфоканал требуется учитывать значение кольцевого зазора между фильтром и обсадной колонной.

2. Сравнительный анализ проволочных фильтров с круг-

лым и трапецеидальным профилем фильтрующей обмотки показал, что гидродинамические параметры лучше у фильтров с круглым профилем проволоки, а пескоудерживающие характеристики, в том числе сводообразование, — у фильтров с трапецеидальным профилем проволоки.

3. Противопесочные фильтры с титановыми фильтроэлементами показали хорошие результаты в условиях, имитирующих пласты с содержанием глинистых частиц не более 10 %.

4. Фильтры с элементами из металлорезины рекомендованы к использованию в паронагнетательных скважинах и при пароциклической обработке скважин.

Наиболее эффективным и перспективным механическим способом предотвращения пескопроявлений является создание гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. Сущность технологии заключается в следующем. Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого проводятся расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учетом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и фильтром. Важное значение имеет правильный подбор диаметра гравия. Анализ отечественных и зарубежных работ показал, что оптимальным является соотношение

$$d_{\text{гр}} = (5+6)D_{50},$$

где $d_{\text{гр}}$ — диаметр гравия; D_{50} — диаметр зерен 50%-ной фракции кривой механического состава пластового песка.

За рубежом для этого способа имеются различные технологии намыва гравия, разработаны жидкости, не снижающие продуктивности пласта, выпускается серийное оборудование для расширения продуктивных интервалов пластов и регенерации фильтров без извлечения их на поверхность, дающее возможность заменять гравий в случае необходимости. Выпускают высококачественные сварные фильтры из нержавеющей профилированной проволоки трапецеидального сечения, которые могут быть использованы как самостоятельно в качестве вставных фильтров, так и в качестве каркасов гравийных фильтров.

Наибольших успехов в создании техники и технологии предотвращения пескопроявлений с помощью гравийных фильтров за рубежом достигли фирмы "Тип Петролеум",

"Лайенс", "Локомэтик" (США), "Нагаока" (Япония), "Шлюмберже" (США – Франция) и др.

Фирмой "Тип Петролеум" были проведены работы по оборудованию 14 скважин месторождения Сан-Арго (округ Монтеррей, штат Калифорния) гравийными фильтрами. В результате возросли темпы отбора нефти, которые до установки гравийных фильтров из-за выноса песка были ограниченными. Данные свидетельствуют об увеличении среднесуточной добычи нефти и жидкости. Общий прирост среднесуточной добычи нефти и суммарных темпов отбора нефти (после создания гравийных фильтров) соответственно составил 46 и 72 %. Стоимость ремонтов, связанных с пескопроявлениями, снизилась на 49 %.

Опыт создания гравийного намывного фильтра с использованием оборудования фирмы "Лайенс" в промысловых условиях был осуществлен на скв. 22 Южно-Бугундырского участка.

Создание фильтра осуществлялось в процессе бурения скважины. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм была спущена на глубину 168 м при забое 200,3 м и зацементирована с помощью манжетной заливки. Затем расширили диаметр пилотного ствола скважины до 240 мм и в интервале расширения до глубины 192,5 м установили проволоочно-сварной каркас фильтра. Через затрубное пространство было намыто 2050 кг гравия, после этого зафильтрованное пространство запакервали и освоили скважину. При освоении скважины и в процессе опытной эксплуатации выноса песка не наблюдалось.

Затем были проведены испытания оборудования по созданию противопесчаных гравийных намывных фильтров на месторождении Хорасаны (Азербайджан) в скв. 32, 3416, 3527.

В скв. 32 эксплуатационная колонна диаметром 168 мм была спущена на глубину 275,5 м, затем до глубины 317 м скважину бурили долотом диаметром 140 мм. После этого была проведена установка гравийного фильтра, включая следующие работы:

расширение диаметра ствола скважины до 240 мм в продуктивном интервале 277,5–283,6 и 284–302 м, причем в качестве бурового раствора использовали нефть средней вязкости 125 мПа·с;

установка фильтра-каркаса на глубине 277,5–302,9 м;

намыв гравия в количестве 1550 кг.

В процессе проведения работ выявилось, что расширитель

при использовании нефти в качестве бурового раствора работает хорошо. Расширитель снабжен сменными лапами с шарошками для грунта средней твердости, поэтому интервал пласта 283,6–284,0 м с породами большей твердости расширить не удалось. Зубья шарошек оказались очень изношенными. В остальном интервале процесс расширения прошел нормально.

Намыв гравия производился с использованием керосина. Оборудование работало хорошо, степень уплотнения гравия высокая. В скважине в начале намыва гравия происходило поглощение керосина и намыв проводился без циркуляции. Оборудование не было приспособлено к работе в этих условиях: в смесителе невозможно было поддерживать нормальную концентрацию гравия — 100 г на 1 л жидкости, а при большей концентрации забивался гравием кроссовер, что дважды произошло в процессе намыва на скв. 32.

Таким образом, на месторождении Хорасаны при создании противопесочных гравийных намывных фильтров были применены следующие технологические приемы: нагнетание гравия по трубам с использованием кроссовера и циркуляционной муфты, нагнетание гравия по пространству, расширение продуктивного интервала и создание гравийной набивки, распаковка пакеров различных типов, использование воды и пластовой нефти в качестве рабочей жидкости для расширения продуктивного интервала, намыв гравия на воде и керосине.

ВНИПИтермнефтью была разработана технология предотвращения пескопроявлений в добывающих скважинах с помощью противопесочных фильтров с гравийной набивкой применительно к условиям месторождения Каражанбас.

Характеристика технологического процесса

Способ эксплуатации.....	Фонтанный и механизированный
Способ воздействия на пласт.....	Термический
Глубина скважины, м.....	300–350
Давление пластовое, МПа.....	3,0–4,2
Толщина пласта, м.....	10–30
Температура пласта, °С.....	25–200
Депрессия на пласт, МПа.....	0,3–3,0
Число перекрываемых продуктивных интервалов....	1–2
Вид забоя.....	Открытый
Динамическая вязкость нефти, Па·с.....	0,3–1,0
Плотность нефти, кг/м³.....	920–940
Обводненность продукции, %.....	0,3–99,5

Технология включает следующие основные операции:
бурение скважины и крепление ствола до кровли пласта;

вскрытие продуктивного пласта долотом меньшего диаметра;

проведение комплекса промыслово-геофизических работ, выделение интервала расширения ствола скважины, отбор керна из продуктивного интервала и определение гранулометрического состава песка;

расширение (увеличение диаметра) ствола скважины в выбранном продуктивном интервале, кавернометрия и определение объема расширенной части;

определение количества гравия для намыва фильтра, выбор диаметра гравия;

замена бурового раствора в стволе скважины на жидкость намыва, спуск компоновки фильтра и подвеска его с расчетом перекрытия каркасом фильтра расширенного интервала (рис. 3.8);

подготовка наземного оборудования;

намыв гравия;

контроль качества намытого фильтра;

освоение скважины.

Особенностью разработанной технологии является намыв гравия по затрубному пространству. При этом гравий засыпается в емкость смесителя 2 (рис. 3.9), насосом подается жидкость намыва, гравийно-жидкостная смесь под давлением поступает в затрубное пространство через устьевую головку 1 (см. рис. 3.8). На каркасе фильтра 9 (см. рис. 3.8) гравий отфильтровывается и остается на забое, а жидкость по трубам возвращается на поверхность через вертлюг 4 (см. рис. 3.8) и по трубопроводу 5 поступает в емкость 6 и далее на прием насоса. В отличие от технологии намыва по трубам в этом случае отсутствует такое оборудование, как комбинированный инструмент и циркуляционная муфта. Устраняется опасность прихвата комбинированного инструмента в циркуляционной муфте при закачке гравия.

При установке компоновки фильтра в расширенном интервале применена более простая конструкция пакера, позволяющая работать в скважинах с различной толщиной стенки обсадной колонны.

Один из основных показателей качества выполненной гравийной набивки — ее плотность. Обычно уплотнение набивки осуществляется путем вибрационного воздействия на хвостовик фильтра, что связано с повышением трудоемкости работ. Существенной особенностью разработанной технологии является гидродинамическое уплотнение гравийной набивки, осуществляемое путем прокачки жидкости через слой

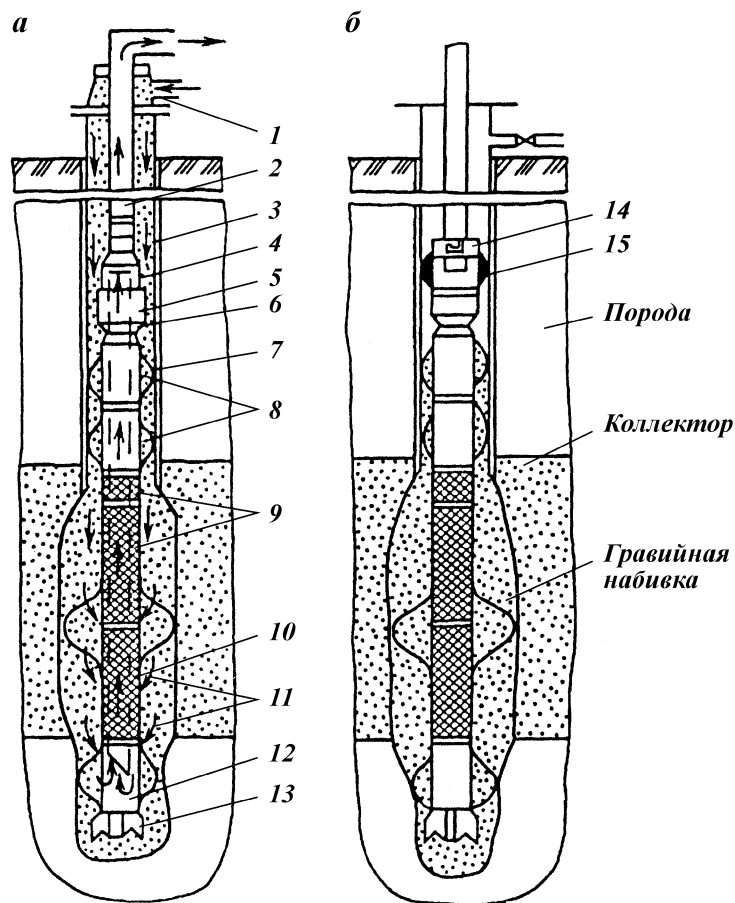


Рис. 3.8. Схемы оборудования скважины при намыве гравийного фильтра без пакера (а) и с пакером (б):

1 — промысловая устьевая головка; 2 — НКТ или бурильные трубы; 3 — обсадная колонна диаметром 168 мм; 4 — переводник с левой резьбой; 5 — ниппель-переводник пакера; 6 — переводник; 7 — центратор пружинный; 8, 12 — НКТ диаметром 89 мм; 9 — секция фильтра; 10 — НКТ диаметром 48 мм; 11 — зона гидродинамического уплотнения гравия; 13 — башмак-заглушка; 14 — захватное приспособление; 15 — пакер

гравия. При этом внутри секций фильтра 9 (см. рис. 3.8) до заглушки-башмака 13 спускается труба 10.

Жидкость, отфильтрованная от гравия, проходит по кольцевому пространству между трубой 10 и внутренней поверхностью секции фильтра 9 (см. рис. 3.8). Площадь поперечного

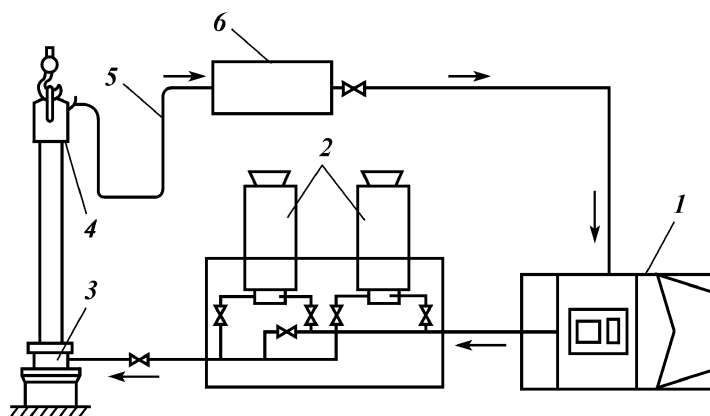


Рис. 3.9. Схема обвязки наземного оборудования:
1 — цементировочный агрегат ЦА-320; 2 — смесительная установка; 3 — промывочная устьевая головка; 4 — вертлюг; 5 — шланг; 6 — емкость

сечения его очень мала, поэтому часть жидкости проходит по слою гравия и уплотняет набивку.

Технологией предусматривается создание резерва закачиваемого гравия не менее 10 % его расчетного количества. Резерв предназначен для предотвращения нарушения сплошности гравийной набивки в результате уплотнения гравия и выноса части пластового песка в процессе освоения скважин.

По данной технологии были оборудованы 15 добывающих скважин месторождения Каражанбас и две скважины месторождения Кенкияк, которые работают устойчиво, со значительным сокращением выноса механических примесей по сравнению со скважинами, не оборудованными гравийным фильтром. Результаты работы некоторых скважин приведены в табл. 3.3.

Компания "Би энд Дабл Ю" (США) разработала способ гравийной набивки и наземное и внутрискважинное оборудование (рис. 3.10). Для создания такого фильтра проводят следующие операции. В скважину, ствол которой расположен в зоне продуктивного пласта, спускают перфорированный хвостовик 8 со щелями размером, подобранным в зависимости от размеров частиц гравия и песка. Хвостовик оснащают центраторами 6 и устанавливают в скважине концентрично. На бурильных трубах 1 закреплены пакерующий элемент 3 с парными подшипниками, специальная подвеска 4 и полый

Таблица 3.3

Результаты применения новой технологии по борьбе с пескопроявлениями

Номер скважины	Средний дебит скважин, т/сут	Количество механических примесей*, %	Обводненность, %	Число ремонтов, связанных с пескопроявлением	Месторождение
2016	5,8	0,01	68,0	Нет	Кенкияк
2018	10,1	0,01	12,5	"	"
487	3,0	Следы	0,56	"	Каражанбас
450	5,0	"	0,28	"	"
433	4,8	"	0	"	"
377	5,8	0,07	0	"	"
714	2,4	0,02	—	"	"
379	2,7	0,08	—	"	"
537	2,1	Следы	0	"	"
3527	1—1,5	"	—	"	Хорасаны

* Вынос механических примесей по скважинам-аналогам, не оборудованным гравийными фильтрами, составил по месторождениям: Кенкияк — 0,4 %; Каражанбас — 0,3—0,4 %; Хорасаны — 0,6 %.

вал 5 с вибраторами 7, располагаемыми в хвостовике через каждые 18 м, начиная от низа колонны. Благодаря пакерующему элементу достигается герметизация кольцевого пространства при вращении бурильных труб и вала с вибраторами. В пределах пакера внутренняя полость бурильных труб разделена так, чтобы можно было направить поток жидкости с гравием за потайной колонной. Гравий 9 осаждается, а жидкость-носитель через щели фильтра поступает в вал с вибраторами, поднимается вверх и через отверстие 2 над пакером выходит в кольцевое пространство. Вибраторы способствуют уплотнению гравия за хвостовиком.

Окончание заполнения затрубного пространства отмечается повышением давления в стояке. После этого снижают давление в пакере, промывают скважины и удаляют излишки гравия. Из скважины извлекают бурильный инструмент с пакером, подвеской и вибраторами. По данным фирмы, способ создания гравийного фильтра в отдельных случаях способствует увеличению дебита скважин в 30 раз и предотвращает вынос песка с размером частиц более 25 мкм.

Эффективность работы гравийного фильтра зависит от соотношения между размерами гравия и зерен пластового песка. Ранее считалось, что максимальный размер гравия должен быть в 10 раз больше размера зерен пластового песка, соответствующего 10%-ному остатку при ситовом анали-

Рис. 3.10. Схема создания гравийного фильтра по способу фирмы "Би энд Дабл Ю"

зе. В дальнейшем пришли к выводу, что минимальный размер гравия должен быть в 4 раза, а максимальный — в 6 раз больше размера зерен пластового песка, соответствующего 10%-ному остатку при ситовом анализе.

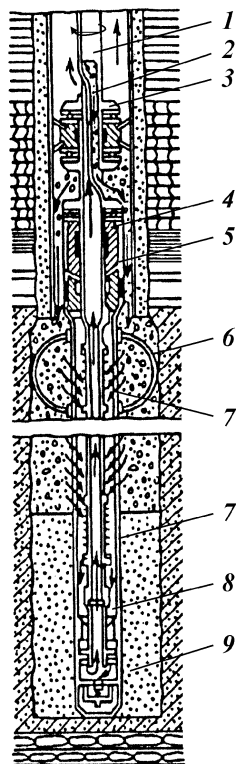
При соотношении средних размеров гравия и зерен песка более 14 песок проходит через фильтр, не задерживаясь. Эрозия внутрискважинного оборудования в этом случае резко возрастает. Снижение проницаемости гравийной набивки наблюдается при соотношении указанных размеров в пределах 6–14, поэтому данное соотношение рекомендуется принимать равным 5–6. Гравий должен не менее чем на 95 % состоять из кварца и силикатных минералов.

Основные этапы создания гравийного фильтра в открытом стволе — расширение ствола, спуск и подвеска потайной колонны, намыв гравия.

Ствол расширяют для создания гравийного фильтра толщиной 75–100 мм. При этом необходимо применять буровые растворы, не загрязняющие пласт. При установке гравийных фильтров только в интервале залегания продуктивных пластов намыв гравия должен предшествовать цементированию непродуктивных зон. Такая последовательность операций подсказана промышленной практикой.

Конструкция забоя скважины (см. рис. 3.1, ж) предусматривает спуск до забоя и перфорацию обсадной колонны. Существующие методы перфорации способствуют деформированию как собственно колонны, так и окружающих ее горных пород. Это создает условия для возникновения и развития процесса пескопроявления.

При перфорации ударные воздействия на колонну в кумулятивной струе, по зарубежным данным, достигают 2800 МПа, поэтому возможны деформация фильтровой части скважины и нарушение целостности призабойной зоны. Такие же на-



a

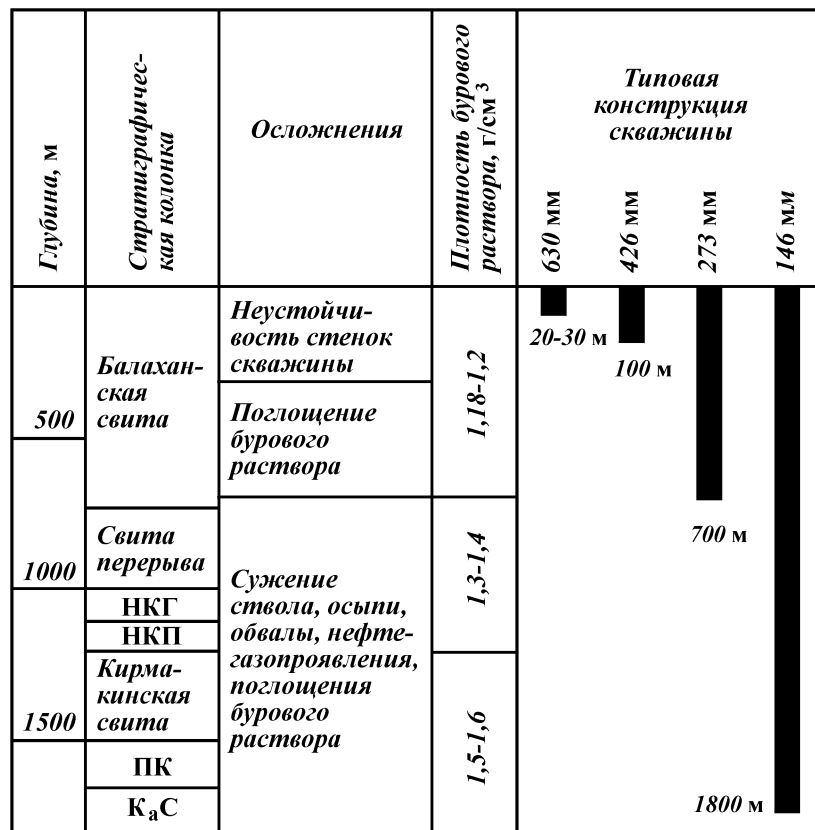


Рис. 3.11. Геолого-технические условия бурения скважин на месторождениях Нефтяные камни (а) и Грязевая Сопка (а)

грузки испытывает колонна и при пулевой залповой перфорации.

Влияние этой операции на деформирование эксплуатационной колонны исследовалось в ряде работ, в которых показано, что нарушение колонны имеет вид сквозных трещин, а цементная оболочка способствует сохранению целостности обсадной колонны, принимая на себя 23 % всей энергии расширяющихся газов.

Измерения показали, что после первого залпа диаметр перфорированной части обсадной колонны увеличивается на

6

Глубина, м	Стратиграфическая колонка	Осложнения	Плотность бурового раствора, г/см ³	Типовая конструкция скважины			
				630 мм	426 мм	273 мм	146 мм
500	Балаханская свита	Поглощение бурового раствора вплоть до катастрофического	1,18-1,2	40 м	100 м		
1000	Свита перерыва	Неустойчивость стенок ствола скважины (осыпи, обвалы), нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора	1,4			800 м	
1500	НКГ		1,6				
	НКП		1,75				
	Кирмакинская свита		1,9				
	ПК						
	К _а С					1800 м	

6 – 7 мм, а при повторном перфорировании диаметр колонны увеличивается до 10 мм.

Рассматривая работу колонны во взаимосвязи с цементным кольцом и окружающими горными породами, приходим к выводу, что перфорация обсадной колонны приводит к разрушению пристволенной зоны. Поэтому применение такой конструкции забоя в скважинах со слабосцементированными коллекторами всегда сопряжено с пескопроявлением.

Анализ конструктивных особенностей забоев скважин других типов показывает, что все они имеют искусственно созданный фильтрационный массив, который контактирует с продуктивным пластом и, следовательно, подвержен воздействию сил горного давления и суффозионных процессов, ко-

которые обуславливают кольматацию или эрозионное разрушение призабойной зоны.

Искусственный фильтр должен находиться в эксплуатации длительное время, тогда совершенно очевидно, что его устойчивость во времени связана с проявлениями таких факторов, как действие сил горного давления в пристволенной зоне, изменение прочностных характеристик горных пород продуктивного пласта, деформация и разрушение его при извлечении флюида. Все это определяет рабочие нагрузки на элементы конструкции фильтра.

Типичный пример месторождений в СНГ со слабосцементированными коллекторами — месторождения Нефтяные Камни и Грязевая Сопка. Геолого-технические условия и типовые конструкции скважин этих месторождений приведены на рис. 3.11.

На месторождениях Нефтяные Камни и Грязевая Сопка скважины заканчивают с использованием буровых растворов на водной основе плотностью $1,50–1,90 \text{ г/см}^3$. Пластовое давление здесь близко к гидростатическому, поэтому бурение сопровождается поглощением бурового раствора и обвалами пород. Высокого качества цементирования скважин достичь невозможно вследствие наличия толстой глинистой корки против высокопроницаемых пород. Отрицательное влияние оказывает также значительная кривизна скважин, достигающая 35° .

При вызове притока из пласта в процессе освоения скважины допускается большая депрессия на пласт, а при вводе в эксплуатацию минимальные абсолютные значения депрессии на пласт составляют $1,0–1,3 \text{ МПа}$, хотя допустимые ее значения с точки зрения предотвращения выноса песка, находятся в пределах $0,2–0,4 \text{ МПа}$. Это является причиной быстрого разрушения цементирующего материала пород, составляющих пласт-коллектор, в процессе эксплуатации скважин и обильного выноса песка. В продукции скважины содержание песка достигает $3–10 \%$. По фракционному составу выносимый песок с размером частиц $0,01 \text{ мм}$ и более оставляет 52% , с размером частиц $0,01 \text{ мм}$ и менее — 48% .

3.6.2. ГРАВИЙНЫЕ НАБИВКИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

Положительные результаты применения способов регулирования пластового давления в скважинах с

большими искривлениями приобрели большое значение по мере увеличения числа таких законченных скважин. Здесь рассматривается современная технология жидкостных, гравийных и фильтровых уплотнений и предлагаются практические методы и направления для будущих исследований.

Правильно подобранные гравийные набивки более эффективны по сравнению с простым размещением гравия в кольцевом пространстве перфорированной обсадной трубы. Следует внимательно следить за тем, чтобы причинить минимальный ущерб породе во время бурения, цементирования, перфорации и расширения ствола скважины. Многие параметры, которые неизвестны или не могут быть известны в стволе, могут иметь большое значение для успешного заканчивания скважин. Некоторые неизвестные параметры могут быть получены на основании модельных исследований и лабораторных испытаний. Важно, чтобы такая информация получалась с использованием представительных условий, с уточнением на основании результатов полевых испытаний.

Существуют противоречивые сведения о лучших способах гравийных уплотнений в имеющих большой угол наклона (более 60°) скважинах, в которых интервалы заканчивания превышают по длине 30 м. Модельные исследования могут пролить некоторый свет на проблемы транспорта гравия при таком типе заканчивания; однако относительно короткие модели, которые недостаточно моделируют утечку жидкости, не помогли при решении какой-либо важной проблемы.

Правильно подобранные гравийные уплотнения должны включать гравийные уплотнения, измеренные с необходимой точностью, — гравий, плотно уложенный по всему интервалу заканчивания и удерживаемый на месте фильтром для прекращения поступления из пласта песка.

Гравийные уплотнения в обсаженных стволах должны иметь достаточное количество гравия вне обсадной трубы для того чтобы обеспечить такое положение, когда все перфорационные отверстия заполнены гравием. Размеры и число перфорационных отверстий должны быть достаточными для сведения к минимуму ограничения потока жидкости через перфорированные проходы, заполненные гравием. Стоимость гравийного уплотнения должна быть возмещена в течение приемлемого времени добычи, причем движение песка породы необходимо регулировать в течение всего периода эксплуатации коллектора.

Если эти условия не выполняются, то результаты получатся

ниже оптимальных. Многие гравийные уплотнения экономически оправданы, однако если они не смогут контролировать поступление песка в течение длительного времени или ограничить темп его движения, то перспективные экономические результаты будут далеки от желаемых. Поскольку горизонтальные и наклонные (более 60°) скважины, имеющие протяженные интервалы заканчивания, являются более дорогостоящими с точки зрения бурения и заканчивания (по сравнению с более короткими вертикальными скважинами), то при определении успешности бурения предпочтение следует отдавать экономическому фактору.

Можно точно следовать указаниям по механической конструкции гравийного уплотнения и, однако, не добиться успеха вследствие неправильного размещения и технологии выполнения уплотнения. Если гравий не уплотнен по всему продуктивному интервалу, то в уплотнении могут появиться изъёмы или песок из породы может попасть в пространство, окружающее фильтр до укладки на него гравия, что приводит к выходу устройства из строя.

Водяные сальники и уплотнения из соляного раствора. Обычные методы гравийного уплотнения с использованием воды были взяты из практики строительства водяных колодцев. Гравий добавляют к воде и закачивают в кольцевое пространство перфорированной обсадной трубы; скорость закачивания обычно составляет от 17 до 56 м³/ч.

Вода недостаточно эффективно доставляет гравий в кольцевое пространство и через перфорационные каналы в длинных и пробуренных под углом более 60° скважинах из-за ее низкой вязкости. Кроме правильно подобранных конструкций труб и фильтров необходимо, чтобы скорость жидкости была достаточно высокой для переноса гравия через рабочую колонну труб в кольцевое пространство перфорированной обсадной трубы и для вытеснения песка в виде "дюн", образующихся под воздействием силы тяжести, по направлению к концу фильтра, а также для выноса гравия через перфорации для заполнения пустот за обсадной колонной.

Исследования с использованием моделей длиной 3,6 и 30 м показали, что гравий может быть уплотнен в кольцевом пространстве обсадной трубы при использовании воды, если потери жидкости в фильтр ограничить с помощью удлиненной хвостовой трубы или перегородки. Этот эффект может быть усилен путем использования фильтра селективного отделения и уплотнения внутреннего кольцевого пространства, являющегося основой перфорированной трубы с фильтрующей

сеткой. Однако переток жидкости к пласту будет также мешать переносу гравия.

При использовании воды для уплотнения перфорационных отверстий, расположенных по верхней стороне через длинные интервалы, возникают трудности, поскольку скорость воды через вертикальные перфорационные отверстия должна превышать критическую скорость переноса гравия v , которая может быть вычислена путем использования следующего уравнения:

$$v = \{-3N + [9N^2 + (gr^2\rho_f)(\rho_s - \rho_f)(0,0155 + 0,1984r)0,5]\} = \\ = \rho_f(0,0116 + 0,1488r),$$

где N — динамическая вязкость жидкости, мПа·с; g — ускорение силы тяжести, $g = 980$ см/с²; r — радиус гравия, см; ρ_f , ρ_s — плотность жидкости и гравия соответственно, г/см³.

Полученные при решении этого уравнения значения скоростей падения идеально сферического гравия в воде являются приблизительными. Не относящиеся к сферичности воздействия могут быть включены путем умножения этих значений скоростей на сферичность измеренного гравия. Например, скорость падения гравия, имеющего сферичность 0,8, составляет приблизительно 80 % идеальной сферы.

Значения критических скоростей переноса в воде гравия были получены в результате использования приведенного уравнения, причем было сделано предположение, что сферичность гравия равна 0,8. При увеличении вязкости жидкости или плотности или при уменьшении плотности гравия от 2680 кг/м³ снижается критическая скорость и улучшается уплотнение перфорационных отверстий верхней стороны трубы.

Рассмотрены приблизительные параметры жидкости при ее прохождении через перфорационные отверстия диаметром 20,3 мм при различных скоростях истечения, когда жидкость проходит одинаково через 12 отверстий на участке длиной 30 см. При этом могут быть продемонстрированы бесполезность попыток уплотнить гравий у перфорационных отверстий на верхнем стороне, расположенных на больших расстояниях одна от другой, используя воду, а также преимущества гравия с малой плотностью и вязких соляных растворов.

На интервалах максимальной длины при различных темпах потери жидкости, расположенные на верхней стороне перфорационные отверстия могут быть успешно набиты гравием. Можно ожидать, что только имеющий низкую плот-

ность гравий при использовании соляного раствора с вязкостью 60 мПа·с сможет уплотнить такие перфорационные отверстия на интервалах, превышающих 30 м. Если потери жидкости в породе составляют 0,16–0,32 м³/мин, то скорость потока в заколонном пространстве может оказаться недостаточно высокой для переноса гравия к концу интервала закачивания. Далее, если потери жидкости составляют только 1 л/мин на 30 см перфорационных отверстий, как было в случаях исследования процесса на моделях, вся жидкость может быть потеряна на участке 25 м при ее закачивании насосом при скорости 0,32 м³/мин. Подача насоса должна быть существенно увеличена для того чтобы переместить гравий через заколонное пространство.

Уплотнение из жидкости с цементным раствором и гелем, имеющей высокую вязкость. При этом используют вязкие жидкости, которые могут перемещать высокие концентрации гравия при меньшей подаче насосов по сравнению с менее вязкими водой или солевыми растворами. Жидкости с более высокой вязкостью снижают скорости утечки и способствуют транспорту гравия в стволах, пробуренных под углом, близким к горизонтальному. Это также уменьшает общий объем жидкости, необходимый для уплотнения скважины, и способствует уменьшению до минимума потенциального ущерба, который может быть нанесен пласту.

Фирма "Юнион Ойл Компани оф Калифорния" опубликовала результаты исследований с использованием моделей гравийной набивки в скважинах, пробуренных под большим углом (более 60° по отношению к вертикали).

Результаты показали, что гравий не может полностью уплотнить ствол, наклоненный под углом более 60° к вертикали, однако гибкие перегородки-глушители, установленные на концевых трубах, могут содействовать полному уплотнению гравием ствола, даже при его отклонении на 105° от вертикали. Эта модель не учитывала потерю жидкости и уход ее в пласт.

Фирма "Бритиш Инт. Сэвисэз" представила результаты исследований. Перфорационные отверстия и заколонное пространство были последовательно уплотнены в модели с углом наклона 70°, причем концентрация гравийного раствора составляла 7,5 кг на 3,8·10⁻³ м³ воды, заглушенной гидроксипропиловой целлюлозой (ГЭЦ), при длине модели 135 см. Эти исследования показали также, что жидкость, несущая вязкие вещества, существенно уменьшила возможность перемешивания гравия с песком пласта, поскольку гравий уходит через

перфорационные отверстия, однако отверстия на верхней стороне были полностью уплотнены.

Фирма "Эксдон" представила результаты исследований своей модели, которые свидетельствовали об улучшении гравийной набивки с использованием воды в горизонтальных и наклонных скважинах в результате увеличения участка концевая труба – фильтр. С целью ограничения объема жидкости, проходящей из заколонного пространства в фильтр, были использованы модели длиной 3,0–6,0 м, которые не имитировали потерю жидкости вследствие ее ухода в пласт.

Фирма "Дуэлла" представила результаты модельных исследований в 1982 г., когда был использован фильтр длиной 4,2 м. Были получены успешные результаты по уплотнению гравия с применением воды в заколонном пространстве фильтра и обсадных труб, при этом значение радиального зазора составляло 33 см, соотношение на участке хвостовик – фильтр составило 0,78, а угол наклона ствола равнялся 85°. К сожалению, не был подтвержден факт проникновения жидкости в пласт в используемой короткой модели.

Фирма "Шеврон Ойл Филд Ресеч" сообщила о результатах своих научных поисков с использованием модели вертикальной гравийной набивки, а также об исследованиях модели наклонной скважины.

В ходе исследований вертикальных стволов было отмечено значительное забивание фильтра и хвостовика со щелевидными отверстиями, когда гравий циркулировал вместе с водой и закачивался серийными трехцилиндровыми насосами. Во время исследований было также подтверждено, что жидкости, загущенные ГЭЦ, сильно уплотняют гравий даже в смоделированных скважинах при необсаженном забое, кроме того, такие жидкости забивают фильтр гораздо меньше. Загущенные ГЭЦ жидкости полностью уплотняют гравием модель и перфорационные отверстия, несмотря на размер заколонного пространства в 76 мм вокруг фильтра и обсадной колонны. Эта модель наиболее близко имитировала законченную скважину с необсаженным забоем и с расширенным стволом ниже башмака обсадной колонны по сравнению с заканчиванием обсаженного ствола.

Проведенные фирмой "Шеврон Ойл Филд Ресеч" исследования на модели с углом наклона 80° подтвердили, что конструкция фильтра шламовой трубы давала возможность провести полное уплотнение модели длиной 18 м, в которой гравий переносился водой, однако в этом случае не было отмечено полноты уплотнения перфораций на верхней стороне. Кроме

того, было еще раз подтверждено, что вода с гравием вызывает большую закупорку фильтров, чем вода, загущенная ГЭЦ. Во время испытания по перемещению гравия было показано, что вода не переносит гравий достаточно эффективно через рабочую колонну диаметром 60,3 мм при угле ее наклона 80°.

Исследования и эксперименты с вязкими жидкостями показали, что осаждение гравия после уплотнения вместе с водой, загущенной ГЭЦ вязкостью 600–700 мПа·с, привело к некоторому обнажению фильтра, однако перфорационные отверстия по верхней стороне были полностью уплотнены. Осаждение гравия после уплотнения дало, возможно, более отрицательные результаты при использовании концентраций гравия около 2,0 кг на 1 л по сравнению с концентрациями от 7,5 до 10,0 кг на 1 л.

Результаты испытаний, проведенных фирмой "Шеврон Ойл Филд Ресеч" с горизонтальной моделью, когда использовали воду, загущенную ГЭЦ, подтвердили, что важнейшее значение имеет соотношение диаметров концевой трубы и фильтра, высокая подача насосов повышает эффективность набивки и что различия, которые были отмечены и явились результатом увеличения вязкости жидкости после добавления геля, а также разница в концентрациях гравийного раствора были минимальными.

Результаты проведенных фирмой "Шеврон Ойл Филд Ресеч" испытаний с использованием загущенной при помощи ГЭЦ воды в модели скважины, имеющей наклон 100°, были несколько лучшими по сравнению с результатами, полученными при испытании модели ствола, наклоненного под углом 90°.

Специалисты фирмы "Шеврон Ойл Филд Ресеч" провели несколько экспериментов с утяжеленным буровым раствором, который имел вязкость 6,0 мПа·с, и с использованием заменителя гравия, имевшего низкую плотность (1650 г/м³). Эти более легкие частицы полностью уплотнили перфорационные каналы на верхней стороне и все заколонное пространство в месте соединения фильтра с обсадной колонной.

Фирма "Маратон Ойл" представила результаты проведенных в 1987 г. испытаний гравийных уплотнений в модели длиной около 30 м; соотношение диаметров между концевой трубой и фильтром составляло 0,77, а плотность гравия в воде, вязкость которой была увеличена за счет добавления в нее карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и ГЭЦ, составила 1800 кг/м³. Эти результаты подтвердили важность циркулиро-

вания раствора и его доступа к фильтру герметизированного нижнего датчика (устройства сигнализации) до того, как пропустить гравий через перфорационные отверстия. Подача насоса не имела сколько-нибудь существенного влияния на эффективность уплотнения; лучше всего уплотнялись первое и последнее перфорационные отверстия.

Перфорационные отверстия, которые использовались при исследованиях, имели ограниченные размеры и могли пропускать только $0,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3$ гравия на 0,3 м, а вязкость жидкости (500 мПа·с) была выше обычно рекомендуемой для набивки гравия у перфорационных отверстий.

Фирма "Эксон" сообщила дополнительную информацию после проведения исследований на модели длиной 66 м. Некоторые из результатов приводятся ниже:

- перфорационные отверстия с уплотнением из гравия с не загущенной гелем водой не вызывают смещения гравия с песком породы, и поэтому гравий надежно уплотняет зону перфорации даже при низких значениях подачи жидкости;

- подтверждена эффективность гравийного уплотнения с применением не загущенной гелем воды при наклоне ствола на угол до 110° и при использовании удлиненного хвостовика. Скорость истечения, равная 30 см/с в заколонном пространстве на участке системы фильтр — обсадная колонна, дает возможность осуществить полное уплотнение гравия и поэтому может быть рекомендована;

- гравий уплотняется более компактно при использовании воды, не загущенной гелем, чем при применении загущенной гелем воды;

- гравий лучше всего набивается в первое и последнее перфорационные отверстия длинных, наклонных под острым углом стволов, при использовании вязких жидкостей;

- осаждение гравия после набивки из перфорационных отверстий, расположенных на верхней стороне, происходит при использовании вязких жидкостей, которые применяют для набивки гравия;

- высокие концентрации гравия в загущенной гелем воде не выявили каких-либо преимуществ по сравнению с низкими концентрациями гравия при завершении скважин, пробуренных под пологим углом.

Хотя настоящая информация представляла ценность, но она противоречит сведениям из других источников.

Может оказаться нецелесообразным проведение исследований модели гравийной набивки при бурении на сверхдлинные расстояния, но попытки решить проблему уже предпри-

нимаются при помощи компьютеризованных моделей. Однако даже они могут не дать правильной картины профиля утечки, что может привести к преждевременному гравийному перекрытию через зону поглощения бурового раствора или через трещины. Вертикальная трещина в зоне полного угла, которая заполняется гравием, может отвести гравий и жидкость от ствола и воспрепятствовать полному покрытию фильтра.

Важнейшим параметром также является объем незаполненных пустот за обсадной колонной.

Идеальная модель. Опытные модели законченных обсаженных стволов будут более точно имитировать условия ствола, если такие модели сконструированы с наличием перфорационных каналов диаметром 19,05–20,3 мм при 8–12 перфорационных отверстиях на участке длиной 30 см.

Радиальные утечки через перфорационные отверстия могут быть смоделированы путем объединения каждого патрубка длиной 30 см с перфорационными отверстиями с целью имитации пустот (фирма "Экскон").

Идеальная модель должна быть 150 м или более в длину и иметь, как минимум, перфорационные отверстия на участке длиной 30 м; внутренний диаметр обсадной трубы должен быть не менее чем на 5 мм больше внешнего диаметра проволоочной обмотки фильтра.

Такая модель должна давать более точную информацию о влиянии скорости движения на транспорт гравия и легких частиц гравия в жидкостях, отличающихся различными вязкостями и плотностями.

Гравийная набивка в пологих стволах. Стволы скважины большой протяженности, пробуренные под пологим углом или горизонтально, должны заканчиваться в виде нерасширенных стволов, не закрепленных обсадными трубами, при проходке достаточно твердых пород, которые остаются открытыми при их бурении с помощью не загрязняющих пласт буровых растворов.

Некоторые породы, требующие гравийного уплотнения в вертикальных скважинах, могут обойтись без гравийной набивки в горизонтальных скважинах большой длины, поскольку снижение давления и полученные скорости истечения жидкости могут оказаться достаточно низкими, благодаря чему можно избежать проблем с выносом песка. Однако если необходимо контролировать вынос песка, может быть использована добавка, растворимая в воде и препятствующая потере жидкости. Такая добавка используется в буровых рас-

творях; кроме этого могут применяться обычные фильтры или фильтры с предварительным уплотнением, оснащенные тонким растворимым защитным покрытием. Большое внимание следует уделять чистоте жидкости, а также совместимости указанной добавки и распределению частиц по размерам с целью свести к минимуму проникновение твердых веществ в пласт.

Фильтр может, по-видимому, успешно использоваться в зонах длиной до 30 м в зависимости от угла к потоку фильтрации; однако там, где полная набивка вызывает сомнение, должны применяться предварительно уплотненный фильтр или двойной обернутый фильтр, защищенный растворимым покрытием. Рекомендуется использовать конструкцию фильтра с селективной изоляцией, что будет содействовать удалению растворимого покрытия вместе со спиральными трубами.

В настоящее время отсутствуют конкретные рекомендации по лучшим методам размещения гравия. При этом используют обычный солевой раствор или загущенный гелем солевой раствор, имеющий среднюю вязкость 50–100 мПа·с. Скорости движения жидкости в пласт имеют большое значение для определения длины зоны, которая может быть уплотнена.

Такие солевые растворы средней вязкости, по-видимому, позволяют наиболее эффективно контролировать интенсивность движения жидкости с целью обеспечить необходимую набивку в длинных интервалах. Солевой раствор, вязкостью 50–100 мПа·с загущенный ГЭЦ, должен перемещать гравий, если комбинация вязкости и количества растворимых частиц, связанных с фильтрацией, достаточно эффективна. Однако даже минимальный уход жидкости может затруднить полное гравийное уплотнение сверхдлинных интервалов.

Обладающие более низкой вязкостью жидкости фильтруются быстрее и растворяют загущенные гелем жидкости уже в пласте, и интенсивность фильтрации может стать опасной.

Может возникнуть необходимость обсаживания длинных, пологих или горизонтальных стволов в случаях неустойчивого ствола. Сила тяжести способствует удалению песка из перфорационных отверстий, расположенных на верхней стенке обсадной трубы; однако эта сила ограничивает поток песка из перфорационных отверстий на нижней стенке обсадной трубы. Очевидно, песок снова попадает в зону перфорации нижней стенки, несмотря на усилия вытеснить его путем циркуляции из ствола.

Результаты испытаний в условиях месторождения, когда были использованы обычные перфораторы, свидетельствуют о том, что гравий находился на 30 см ниже интервала вне обсадной колонны в более длинных зонах по сравнению с короткими зонами. Лучшие результаты могут быть достигнуты благодаря простреливанию и предварительному уплотнению последовательной серии более коротких (15 м) отрезков. После того, как все зоны перфорированы и предварительно уплотнены, гравий вымывают из обсадной трубы и устанавливают обычный фильтр или фильтр с предварительной набивкой. При этом гравий может циркулировать и попадать в кольцевое пространство на участке фильтр — обсадная труба.

Любой фильтр (обычный или с предварительной набивкой), используемый при гравийном уплотнении пологих стволов, должен быть защищен тонким растворимым покрытием, однако это покрытие не должно покрывать всей окружности фильтра, там, где необходима циркуляция жидкости для уплотнения гравийной набивки. Это положение относится к гравийным уплотнениям как в обсаженных скважинах, так и в необсаженных.

Информация, полученная в результате изучения гравийных набивок на моделях наклонно направленных скважин, может быть использована в вертикальных или близких к вертикальным скважинам. Сила тяжести содействует созданию набивки в вертикальных скважинах, однако может не оказать ожидаемого влияния при уплотнении гравия вне обсадной колонны. Обладающие средней вязкостью жидкости и заменители гравия, имеющие низкую плотность, должны содействовать перемещению гравия через перфорационные отверстия и обеспечить плотную набивку по отношению к пласту.

Если вязкость жидкости, уплотняющей гравий, слишком высока, то она не будет фильтроваться достаточно быстро, а осаждение после уплотнения приведет к образованию пустот в нижней части набивки в заколонном пространстве. Следует уделять особое внимание регулированию вязкости уплотняющих гравий жидкостей в прискважинной зоне, а также удалению остатков породы для контроля за фильтрацией перед закачиванием гравия.

Осаждение гравия после создания набивки в вертикальных скважинах будет сведено к минимуму путем использования высоких концентраций гравия. При наличии длинных интервалов следует использовать технологию двухступенчатого насыпания гравия, а также множественные перфорированные секции или зоны, имеющие резко выраженные различные

значения проницаемости. Основным правилом является следующее: один только гравий применяют для уплотнения там, где для буровых растворов используют водную основу, а при применении загущенных гелем соляных буровых растворов — заменители гравия, обладающие низкой плотностью.

3.7. ПАКЕРЫ

Для составления конструкций забоев скважин (в том числе открытых и для горизонтальных стволов) одним из главных инструментов являются пакеры для разобщения пластов при креплении и цементировании скважин. В развитии отечественной практики применения заколонных пакеров, повышающих качество заканчивания скважин, основную роль сыграли исследования и разработки ВНИИБТ (ПЦС, ППГ, ПГП, ПДМ, ПГПМ и др.). Многообразие конструкций пакеров существует в зарубежной практике.

Практический интерес представляет разработанный фирмой "Герхардт Оуэн" инструмент для изоляции продуктивного пласта с одновременной защитой его от контакта с тампонажным раствором. Этот инструмент (рис. 3.12) представляет собой комплекс надувных пакеров, зафиксированных на обоих концах корпуса, охватывающего с зазором обсадную колонну и образующего с ней кольцевой перепускной канал, по которому может без значительных гидравлических сопротивлений течь тампонажный раствор. Надувные пакеры исключают доступ тампонажного раствора к вскрытой поверхности продуктивного пласта, находящегося между ними. Скользящие муфты, расположенные между пакерами и управляемые специальными механическими сдвигающими устройствами, дают возможность доступа к пласту после проведения цементирования скважины.

В целях обеспечения необходимой длины инструмент собирается из отдельных секций. В тех случаях, когда требуется проведение обычной перфорации, инструмент можно собирать без муфт. Доступ ко всей вскрытой поверхности продуктивного пласта, обеспечиваемой инструментом, обуславливает не только сохранение коллекторских свойств пласта, но и максимальную эффективность его обработки кислотой или другой жидкостью.

Применение инструмента практически не усложняет процесс цементирования скважины, в частности, после этого процесса в полости обсадной колонны не остается каких-

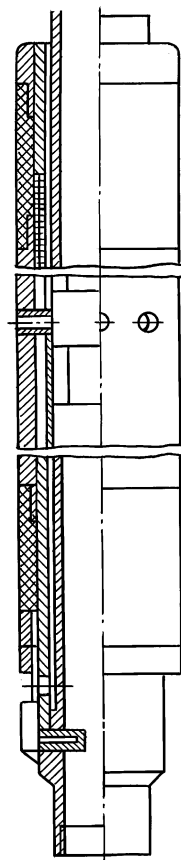


Рис. 3.12. Инструмент фирмы "Герхардт Оуэн" для изоляции продуктивного пласта с защитой его от контакта с тампонажным раствором

либо устройств или цементного камня, требующих разбуривания.

В зависимости от конкретных геолого-технических условий заколонные проходные пакеры могут применяться для следующих целей: разобщения пластов в интервале цементированной, а также выше и ниже него; защиты пласта от контакта с тампонажным раствором; сохранения уровня столба тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины.

В соответствии с этим наиболее перспективными представляются 10 технологических вариантов применения пакеров, каждый из которых должен характеризоваться следующими основными признаками:

- оптимальный тип защиты пакера от преждевременного срабатывания;

- необходимость допакеровки в процессе эксплуатации пакера из-за ослабления контакта уплотнительного элемента со стенкой скважины;

- оптимальный тип жидкости, заполняющей полость уплотнительного элемента;

- способ доставки рабочей жидкости в полость уплотнительного элемента.

В случаях разобщения пластов в интервале цементированной и сохранения уровня столба тампонажного раствора на пакер непосредственно перед срабатыванием, как правило, действует перепад давления между запакерным и внутрипакерным пространствами. Этот перепад обусловлен различием плотностей тампонажного и бурового растворов и может быть использован для вывода из рабочего состояния подвижного элемента, защищающего пакер от преждевременного срабатывания.

Пакер, устанавливаемый в интервал цементированной на близком расстоянии от стоп-кольца, может быть защищен от преждевременного срабатывания гидравлическим реле времени, включаемым в работу проходящей через пакер цементирующей пробкой.

При разобщении пластов выше интервала цементирования целесообразно использовать для вывода защитного элемента из рабочего состояния так называемого гидравлического аккумулятора, заряжаемого максимальным рабочим давлением, возникающим в проходном пакере при цементировании скважины.

В случаях разобщения пластов ниже интервала цементирования и защиты пласта от контакта с цементным раствором пакер приводится в действие до начала процесса цементирования. Поэтому указанные выше приемы защиты пакера от преждевременного срабатывания не могут быть применены или не являются оптимальными. Пакер должен быть защищен с помощью срезного запорного элемента, фиксирующего клапанный узел в исходном положении.

Пакер в соответствии с решаемыми задачами может устанавливаться в зонах как устойчивых, так и неустойчивых горных пород. В первом случае не возникает необходимости допакеровки при правильном режиме срабатывания пакера, а во втором это возможно при долговременной службе пакера.

Как показали исследования, выполненные во ВНИИБТ, неустойчивые глинистые породы в прискважинной зоне, т.е. в зоне влияния бурового раствора, имеют повышенную пластичность. Испытывая локальное напряжение сжатия 6–14 МПа, создаваемое уплотнительным элементом пакера при обычном внутреннем избыточном давлении пакеровки (7–15 МПа), наиболее пластичный слой глинистой породы стремится течь из зоны рукавного уплотнителя. Этому процессу способствует водоотдача тампонажной смеси, имеющей гидравлическую связь с близлежащими проницаемыми пластами. Вода затворения, отфильтровываемая в проницаемые пласты, может замещаться глинистой породой, текущей из зоны рукавного уплотнителя.

Очевидно, что в результате течения наиболее пластичного слоя глинистой породы из зоны рукавного уплотнителя уменьшается напряжение на контакте уплотнителя со стенкой скважины. Это уменьшение может быть скомпенсировано только допакеровкой.

При разобщении пластов в интервале цементирования и выше него полость уплотнительного элемента пакера, устанавливаемого в зоне устойчивых пород, может заполняться тампонажным раствором, используемым при цементировании скважины. При этом повышаются выдерживаемый перепад давления и долговечность пакера. Если пакер устанавливается в интервале цементирования, то наиболее целесообразно пе-

рекачать раствор из затрубного пространства насосом в полость уплотнительного элемента после цементирования. Насос должен быть встроен в пакер и приводиться в действие несколькими циклами изменений давления в обсадной колонне. Если пакер устанавливается выше интервала цементирования, то тампонажный раствор при прокачке по обсадной колонне может быть залит в специальной кольцевой контейнер пакера, а затем после посадки цементировочной пробки на стоп-кольцо выдавлен в уплотнительный элемент под действием давления в колонне.

В случае установки пакера в зоне неустойчивых пород длительный период времени (т.е. если возможна допакеровка) и при защите пласта от контакта с тампонажным раствором наиболее технологично заполнение уплотнительного элемента продавочной жидкостью или буровым раствором, подаваемым по обсадной колонне.

Разобщение пластов пакерами ниже интервала цементирования или без цементирования может надежно проводиться только в зонах устойчивых горных пород. Поэтому уплотнительный элемент целесообразно заполнять твердеющим материалом. Поскольку пакеры должны приводиться в действие до начала процесса цементирования, следует использовать полимерные материалы. В зависимости от конкретных условий (соотношение и число компонентов твердеющей смеси, наличие готовых фильтров в обсадной колонне, спускаемых в зоны продуктивных пластов) могут быть применены различные способы доставки рабочей жидкости в полость уплотнительного элемента: в кольцевом контейнере, встроенном в пакер; по обсадной колонне (между двумя разделительными пробами); в контейнере, спускаемом на колонне насосно-компрессорных труб.

В практике цементирования нефтяных скважин нередко наблюдается недостаточная высота затвердевшего цементного кольца в затрубном пространстве скважины, несмотря на выход тампонажной смеси из затрубного пространства на устье. Ниже приведено изменение уровня столба тампонажной смеси после цементирования эксплуатационных колонн в некоторых скважинах Самотлорского месторождения.

Изменение уровня столба цементного раствора

Номер скважины	4874	3476	4641
Высота подъема тампонажной смеси в конце цементирования	До устья		
Глубина уровня затвердевшей тампонажной смеси, м..	312	488	462
Глубина спуска кондуктора, м.....	412	428	420

Снижение уровня столба тампонажного раствора в затрубном пространстве после окончания процесса цементирования наблюдалось при цементировании экспериментальных скважин на полигоне ВНИИБТ. Это явление было обусловлено наличием поглощающего пласта, в который уходила часть поднятого до устья скважины тампонажного раствора.

3.7.1. ПРИМЕНЕНИЕ ПАКЕРОВ ДЛЯ СТУПЕНЧАТОГО И МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Начиная с 50-х годов в зарубежной практике крепления нефтяных и газовых скважин успешно применяются заколонные пакеры, снабженные циркуляционным клапаном или отдельной цементировочной муфтой и предназначенные для проведения двухступенчатого или манжетного цементирования скважин.

Одним из первых для этих целей стал использоваться заколонный пакер гидромеханического типа фирмы "Халлибертон" (США), разработанный для обсадных колонн диаметром от 114,3 до 177,8 мм. Пакер состоит из узла уплотнительного элемента гидромеханического сжатия и соединенного с ним циркуляционного клапана, содержащего радиальные отверстия и две подвижные втулки с посадочными седлами под цементировочные пробки. Этот пакер нашел основное применение в условиях, когда в интервале цементирования скважины находится зона поглощения или пласт слабой прочности, склонный к гидроразрыву и поглощению тампонажного раствора в процессе цементирования скважины. Пакер спускается в скважину в составе обсадной колонны, устанавливается между ступенями цементирования и применяется для обеспечения герметичной изоляции поглощающего пласта от заколонного пространства скважин выше него и предотвращения таким путем поглощения тампонажного раствора второй ступени. Известна практика установки такого пакера и для изоляции проявляющего пласта сверху. Цементирование первой ступени скважины ниже пакера проводится через башмак обсадной колонны с использованием нижней цементировочной пробки, свободно проходящей через пакер и останавливающейся на упорном стоп-кольце в нижней части обсадной колонны.

Пакеровка скважины осуществляется после посадки в пакер свободно падающей (сбрасываемой) в обсадной колонне разделительной пробки путем создания над ней необходимо-

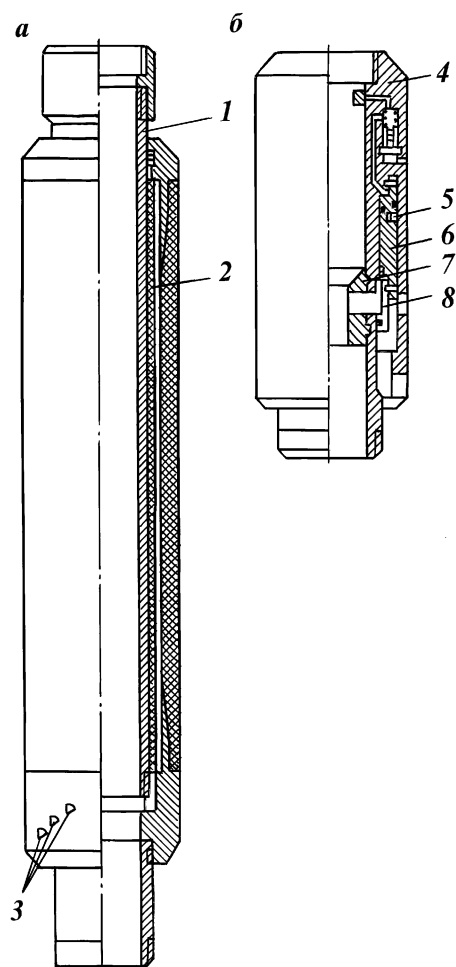


Рис. 3.13. Заколонный гидравлический пакер (а) фирмы "Лайенс" (США) с цементировочной муфтой (â):

1, 4 — корпус; 2 — уплотнительный элемент; 3 — клапанный узел; 5 — стоп-кольцо; 6, 8 — верхняя и нижняя втулки; 7 — седло пробки

го избыточного давления для расширения уплотнительного элемента пакера и открытия его циркуляционных отверстий, через которые проводится цементирование второй ступени скважины. Закрытие циркуляционных отверстий пакера производится при посадке в него верхней цементировочной пробки и создании над ней в обсадной колонне необходимого избыточного давления в момент окончания цементирования второй ступени. После окончания периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) верхняя и падающая пробки и седла под них удаляются из внутреннего канала пакера путем разбуривания.

Начиная с 70-х годов за рубежом наиболее широко для двухступенчатого или манжетного цементирования скважин стало применяться комплексное устройство, включающее заколонный пакер гидравлического типа фирмы "Лайенс" (США) вместе с непосредственно устанавливаемыми над ним цементировочной муфтой (рис. 3.13) или циркуляционным клапаном. Использование заколонного пакера гидравлического типа позволило значительно расширить область применения указанного устройства и использовать его также для создания конструкции открытого забоя при заканчивании скважин.

Заколонный пакер фирмы "Лайенс" (см. рис. 3.13, а) состоит из гидравлически расширяемого уплотнительного элемента 2 рукавного типа (рукавного уплотнителя) и клапанного узла 3. В случае применения с цементирующей муфтой пакер приводится в действие перед цементированием интервала скважины над ним путем создания в обсадной колонне необходимого избыточного давления после перекрытия башмачного клапана нижней цементирующей пробкой при двухступенчатом цементировании или падающей разделительной пробкой либо шаром при манжетном цементировании.

Цементирующая муфта фирмы "Лайенс" (см. рис. 3.13, б) состоит из корпуса 4 с циркуляционными отверстиями, седлом 7 под продавочную пробку и впускным клапаном, верхней 6 и нижней 8 подвижных втулок, закрытых кожухом. Открытие циркуляционных отверстий цементирующей муфты производится после операции пакеровки путем создания в обсадной колонне необходимого избыточного давления, превышающего давление пакеровки. Это обстоятельство несколько ограничивает возможности использования цементирующей муфты фирмы "Лайенс" совместно с заколонным гидравлическим пакером этой же фирмы для проведения двухступенчатого цементирования, особенно глубоких скважин.

Поэтому в дальнейшем в зарубежной практике наиболее распространенным для двухступенчатого или манжетного цементирования глубоких скважин со сложными геологическими условиями стало использование заколонного гидравлического пакера совместно с муфтой ступенчатого цементирования, циркуляционные отверстия которой открываются с помощью падающей по обсадной колонне пробки. Конструкция этой цементирующей муфты позволяет приводить ее в действие при значительно меньшем избыточном давлении, не зависящем от глубины установки муфты в скважине и избыточного давления приведения в действие заколонного гидравлического пакера, установленного под ней.

Одновременно фирмами были разработаны и стали применяться специальные внутриколонные устройства для двухступенчатого цементирования скважин при креплении их промежуточными обсадными колоннами большого диаметра, оборудованными циркуляционным клапаном с гидравлическим пакером. Указанные устройства устанавливаются внутри спущенной в скважину обсадной колонны большого диаметра на дополнительной колонне труб. Они предназначены для приведения в действие и управления работой башмачного

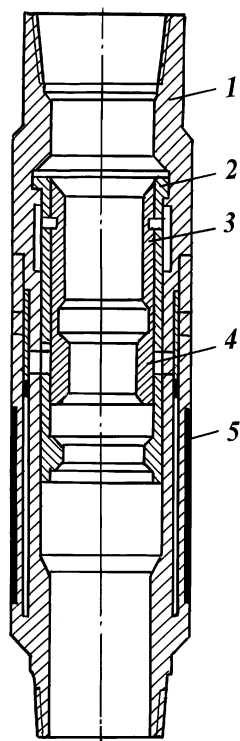


Рис. 3.14. Устройство для ступенчатого цементирования скважин фирмы "Халлибертон" с гидравлическим пакером:

1 — корпус; 2 — цанга; 3, 4 — закрывающая и открывающая втулки; 5 — уплотнительный элемент

клапана, заколонного пакера и циркуляционного клапана в процессе двухступенчатого цементирования скважины через дополнительную колонну труб. Такая технология ступенчатого цементирования скважин позволяет исключить проведение в обсадной колонне работ по разбурированию пробок и седел под них в проходном канале циркуляционного клапана и пакера после окончания периода ОЗЦ.

В конце 70-х годов фирма "Халлибертон" разработала заколонный гидравлический пакер, снабженный циркуляционным клапаном и предназначенный для двухступенчатого цементирования скважин (рис. 3.14). Пакер приводится в действие при посадке в него падающей по обсадной колонне пробки и создании над ней необходимого избыточного давления. Циркуляционные от-

верстия пакера закрываются в момент окончания цементирования интервала скважины над ним, при посадке в него верхней продажной пробки. Для двухступенчатого цементирования скважин без последующего разбурирования в обсадной колонне пробок и седел под них этой же фирмой с начала 80-х годов был предложен заколонный гидравлический пакер с циркуляционным клапаном, приводимый в действие специальным инструментом, спускаемым в обсадную колонну на дополнительной колонне труб. Предлагается также использование для этих целей комбинированного устройства, включающего модуль заколонного проходного гидравлического пакера и модуль муфты ступенчатого цементирования.

В зависимости от конкретных геолого-технических условий крепления скважин заколонные пакерные устройства для двухступенчатого и манжетного цементирования могут применяться в следующих целях:

разобшение поглощающих или проявляющих пластов в интервале цементирования и ниже него;

защита продуктивного пласта от контакта с тампонажным раствором;

обеспечение заданной высоты подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве скважины.

В соответствии с этим и могут быть эффективно использованы в определенных условиях технологические варианты применения рассмотренных ранее пакеров.

При использовании заколонного гидравлического пакера для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины расширение его уплотнительного элемента производится закачиванием под него продавочной жидкости из обсадной колонны, в качестве которой, как правило, используется буровой раствор, находящийся в скважине перед ее цементированием.

Однако при использовании этого пакера для проведения манжетного цементирования уплотнительный элемент пакера целесообразно заполнять начальной порцией тампонажного раствора, закачиваемой в скважину по обсадной колонне вслед за разделительной пробкой, останавливающейся в пакере. При установке заколонного пакера на башмаке обсадной колонны полость уплотнительного элемента заполняется порцией тампонажного раствора из обсадной колонны в любой момент операции его продавливания в заколонное пространство скважины.

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

Для манжетного цементирования и заканчивания скважины с конструкцией открытого забоя одинаково технологичны в использовании следующие типы пакеров: заколонный

пакер с циркуляционным клапаном, приводимый в действие посадкой в него падающей пробки; пакер с цементировочной муфтой, приводимый в действие последовательно созданием избыточного давления в обсадной колонне после перекрытия ее башмака разделительной пробкой или шаром; пакер, приводимый в действие избыточным давлением, с цементировочной муфтой, приводимой в действие от падающей пробки.

Для двухступенчатого цементирования скважины во многих случаях наиболее технологично использование заколонного пакера, снабженного циркуляционным клапаном, который приводится в действие от падающей пробки. При этом если продуктивный пласт или другие пласты в зоне первой ступени цементирования скважины представлены малопрочными трещиноватыми и слабосцементированными породами с низким пластовым давлением, то над ними необходимо дополнительно установить на обсадной колонне проходные заколонные гидравлические пакеры. Указанные пакеры приводятся в действие после окончания цементирования первой ступени скважины, препятствуя оседанию столба тампонажного раствора под заколонным пакером с циркуляционным клапаном.

Во ВНИИБТ был разработан гидравлический пакер типа ПЦС, который по принципиальным конструктивным особенностям был аналогичным пакеру фирмы "Халлибертон". Впоследствии пакер типа ПЦС был усовершенствован с целью увеличения диаметра проходного канала. Новая модификация пакера получила шифр ПДМ.

В случае установки указанных пакеров пакеровка заколонного пространства скважины производится:

- при двухступенчатом цементировании — между ступенями цементирования;

- при манжетном цементировании — до начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну;

- при герметизации башмака обсадной колонны — непосредственно после окончания процесса цементирования скважины.

При использовании этих пакеров запакерование скважины и открытие цементировочных (циркуляционных) отверстий пакера производятся за счет сбрасываемого перекрывающего элемента (шара, пробки), смещающего втулки пакера под действием заданного перепада давления. Поэтому неизбежна остановка циркуляции жидкостей в скважине на период ожидания посадки сбрасываемого элемента в пакер.

3.7.2. ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПАКЕР ТИПА ПДМ

Первая конструкция заколонного гидравлического пакера ПЦС170 для цементирования скважин была разработана во ВНИИБТ в 1966 г. Пакер предназначался для изоляции продуктивных пластов от близкорасположенного водоносного пласта или друг от друга в процессе цементирования скважины. Уплотнительный элемент этого пакера расширяется закачиванием его в полость тампонажного раствора из обсадной колонны в процессе цементирования скважины. ВНИИБТ был разработан заколонный пакер ПЦС190, который успешно применялся для двухступенчатого и манжетного цементирования нефтяных и газовых скважин.

Во ВНИИБТ были разработаны и испытаны заколонные пакеры ПДМ170 и ПДМ195 для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин. Указанные пакеры успешно применялись в 1973–1985 гг. при креплении скважин на нефтяных месторождениях Урало-Поволжья и Коми АССР, а также при креплении скважин на подземных хранилищах газа.

Во ВНИИБТ были созданы и испытаны пакеры ПДМ140, ПДМ146 и ПДМ168 для двухступенчатого и манжетного цементирования. В этих пакерах использовались упругорасширяющиеся резинотканевые рукавные уплотнительные элементы конструкции ВНИИЭМИ, обеспечивающие их работу при температуре не более 100 °С. Указанные пакеры были усовершенствованы за счет использования в них высокопрочных (на перепад давления не менее 17,5 МПа) и теплостойких (на рабочую температуру 150 °С) резинометаллических рукавных уплотнительных элементов конструкции фирмы "Таурус" или соответствующих этим показателям резинотканевых рукавных уплотнительных элементов конструкции ВНИИЭМИ.

Заколонный пакер типа ПДМ (рис. 3.15) состоит из двух основных узлов: уплотнительного элемента и циркуляционного клапана.

Узел уплотнительного элемента включает патрубок 15 и резинотканевый или резинометаллический упругорасширяющийся рукав 14, герметично закрепленный на нем с помощью обжимных металлических втулок 11. Патрубок 15 имеет осевой канал 12 и образует с уплотнительным рукавом 14 кольцевую полость 13.

Узел циркуляционного клапана включает корпус 3 с впуск-

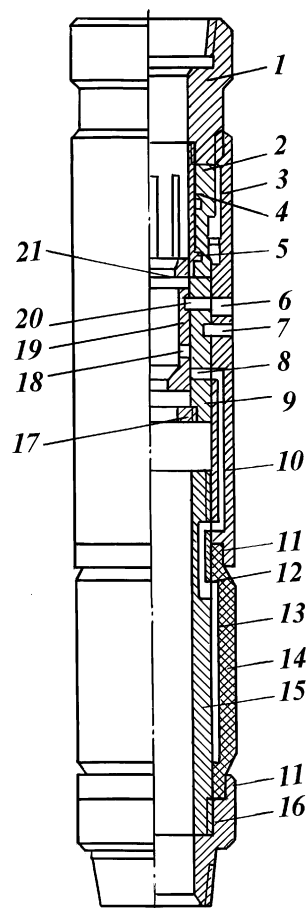


Рис. 3.15. Пакер типа ПДМ для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин

ными каналами 10 и циркуляционными отверстиями 6, нижнюю подвижную втулку 9 с радиальными отверстиями 8 и опорным кольцом 17, установленную в корпусе 3 на срезных элементах 7, посадочную втулку 19 с впускными отверстиями 18, размещенную в нижней втулке 9 на срезных штифтах 20, верхнюю ступенчатую втулку 2 с седлом 21, установленную между корпусом 3 и цангой 4 с выступами 5. Для соединения с обсадными трубами пакер снабжен верхним 1 и нижним 16 переходниками.

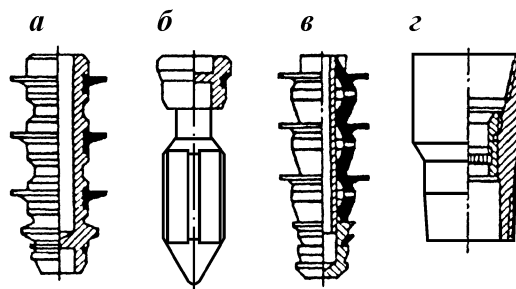
Для цементирования скважины с пакером типа ПДМ используются патрубок (рис. 3.16, г) с упорным кольцом, устанавливаемым на нижней части обсадной колонны над башмачным клапаном, а также верхняя, падающая и нижняя (рис. 3.16, а, б, в) цементировочные пробки, пускаемые в обсадную колонну в процессе цементирования скважины.

Пакер устанавливается и спускается в скважину на обсадной колонне. При двухступенчатом цемен-

тировании пакер размещается над поглощающим интервалом или над пластом между ступенями цементирования. Интервал скважины ниже пакера (первая ступень) цементируется через башмак обсадной колонны с использованием нижней цементировочной пробки. При манжетном цементировании пакер размещается непосредственно над изолируемым продуктивным пластом (в стволе скважины номинального диаметра), сложенным плотными непроницаемыми породами. Пакер приводится в действие перед цементированием интервала скважины, расположенного выше него.

Пакер действует следующим образом (см. рис. 3.15). Перед

Рис. 3.16. Дополнительные приспособления для цементирования скважин с пакером типа ПДМ



цементированием участка скважины, расположенного выше пакера, в обсадную колонну пускается падающая пробка, которая садится в посадочную втулку 19 и перекрывает проходной канал пакера. При избыточном давлении не менее 8 МПа, создаваемом в обсадной колонне над пробкой, втулка 19 перемещается вниз до упора в кольцо 17 нижней втулки 9. Под действием избыточного давления жидкость из обсадной колонны закачивается через отверстия 18, 8 и по каналам 10 и 12 под уплотнительный рукав 14, расширяя его до герметичного перекрытия затрубного пространства скважины. При дальнейшем повышении избыточного давления над пробкой до 8–10 МПа нижняя втулка 9 перемещается вниз до упора в патрубок 15. При этом герметично закрываются впускные каналы 10 и открываются циркуляционные отверстия 6, через которые производится цементирование скважины выше пакера второй ступени. Циркуляционные отверстия закрываются при посадке в пакер верхней цементировочной пробки и создании на ней избыточного давления не менее 4 МПа. При этом пробка сдвигает вниз до герметичного перекрытия циркуляционных отверстий верхнюю втулку 2, которая закрепляется в этом положении выступами 5 цанги 4. Удаление верхней и падающей пробок и посадочных седел из проходного канала пакера производится путем их разбуривания после окончания периода ОЗЦ и опрессовки обсадной колонны выше пакера.

Пакеры гидравлические типа ПДМ разработаны и выпускаются для обсадных колонн диаметром 140; 146; 168 и 178 мм как с резинотканевыми, так и с резинометаллическими уплотнительными элементами.

Пакеры типа ПДМ, представленные в табл. 3.4, предназначены для широкого диапазона условий при креплении нефтяных и газовых скважин эксплуатационными колоннами диаметрами от 140 до 178 мм.

Таблица 3.4

Техническая характеристика пакеров

[illegible]

Основные технологические схемы двухступенчатого и манжетного цементирования скважин с применением пакера типа ПДМ представлены на рис. 3.17 и 3.18. На этих схемах показаны операции по приведению пакера в действие и проведению процесса цементирования скважин с помощью пускаемых в обсадную колонну цементировочных пробок. При этом процесс двухступенчатого цементирования скважины прерывают между первой и второй ступенями на отрезок времени, необходимый для пуска и движения падающей пробки по обсадной колонне, посадки ее в пакер, проведения операции пакеровки и открытия циркуляционных отверстий пакера. В тех случаях, когда прерывание процесса двухступенчатого цементирования на этот отрезок времени нецелесообразно, цементирование первой ступени скважины необходимо производить с использованием нижней цементировочной пробки, оборудованной для посадки в пакер. При этом указанная пробка пускается в обсадную колонну при закачивании продавочной жидкости с тем расчетом, что в нижней части обсадной колонны под пакером будет оставлен цементный стакан необходимой высоты. Пакер приводится в действие в этом случае сразу после окончания цементирования первой ступени. Расширение уплотнительного элемента пакера типа ПДМ при использовании его для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины производится путем закачивания в него жидкости из обсадной колонны: при двухступенчатом цементировании — продавочной жидкости, использованной при цементировании первой ступени, а при манжетном цементировании, как правило, — бурового раствора, находящегося в скважине в момент окончания спуска в нее обсадной колонны с пакером.

При манжетном цементировании скважины при использовании пакера типа ПДМ и заканчивании ее открытым забоем в зависимости от состояния ствола скважины непосредственно над изолируемым продуктивным пластом расширение уплотнительного элемента пакера можно производить закачиванием под него тампонажного раствора из обсадной колонны. В этом случае повышаются прочность и герметизирующая способность уплотнителя пакера на более длительный период времени. При этом пакер приводится в действие также с использованием оборудованной для посадки в пакер нижней цементировочной пробки, над которой закачивается объем тампонажного раствора, необходимый для доставки ее в интервал установки пакера. В тех случаях, когда изолируемый продуктивный пласт представлен слабосцементирован-

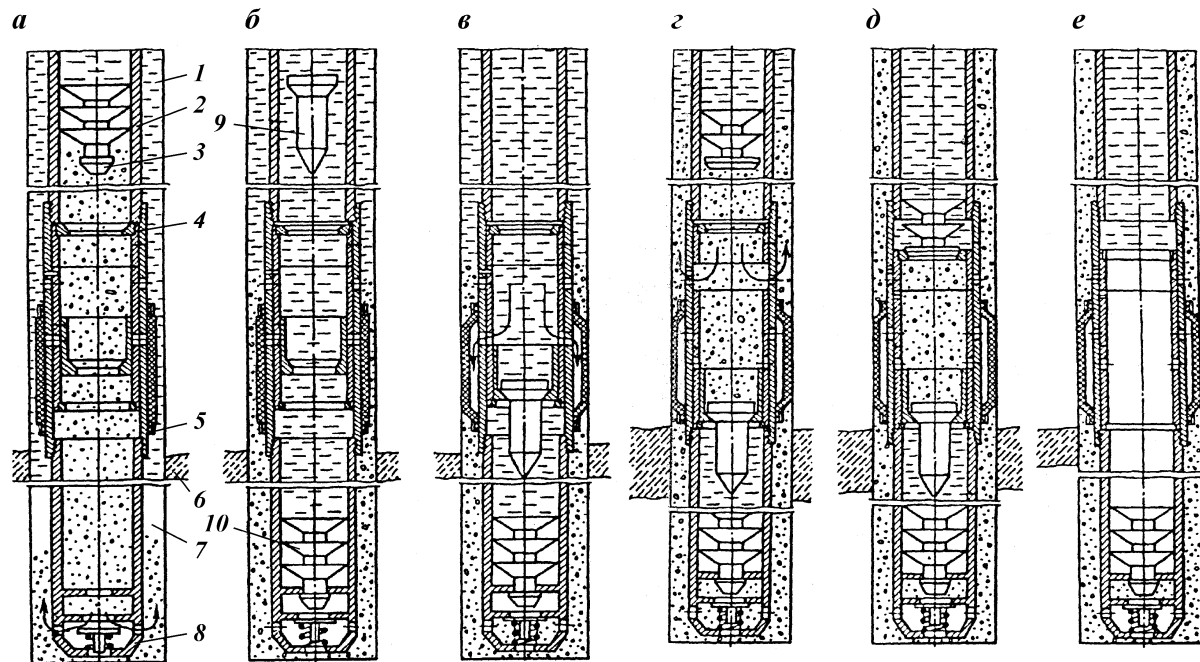


Рис. 3.17. Технологические схемы двухступенчатого цементирования скважин с пакером типа ПДМ:

‡ — цементирование первой ступени; á — спуск падающей пробки; , — пакеровка; „ — цементирование второй ступени; % — закрытие цементировочных отверстий; Å — скважина после разбуривания пробок, втулки и седел; 1 — скважина; 2 — обсадная колонна; 3, 10 — соответственно верхняя и нижняя пробки; 4 — пакер; 5 — продавочная жидкость; 6 — поглощающий пласт; 7 — тампонажный раствор; 8 — колонный башмак; 9 — падающая пробка

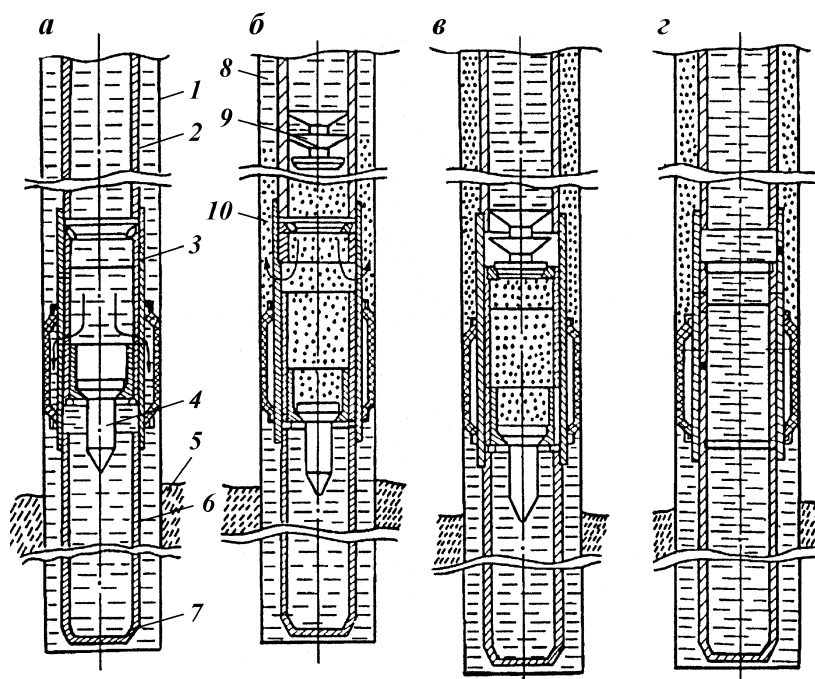


Рис. 3.18. Технологические схемы манжетного цементирования скважин с пакером типа ПДМ:

а – спуск и посадка падающей пробки, пакеровка; *б* – цементирование; *в* – закрытие цементировочный отверстий пакера; *г* – скважина после разбуривания пробок, втулки и седел; 1 – скважина; 2 – обсадная колонна; 3 – пакер; 4 – падающая пробка; 5 – продуктивный пласт; 6 – фильтр; 7 – колонный башмак; 8 – продажная жидкость; 9 – верхняя пробка; 10 – тампонажный раствор

ными и малопрочными породами, в обсадную колонну под нижнюю пробку закачивается объем тампонажного раствора, достаточный для перекрытия интервала продуктивного пласта до глубины установки пакера. Оставшийся при этом в нижней части обсадной колонны под пакером цементный камень разбуривается вместе с верхней и нижней цементировочными пробками, находящимися в проходном канале пакера.

Конструкция пакера типа ПДМ позволяет использовать его также для разобщения пластов, находящихся возле забоя скважины, при цементировании ее в одну ступень через башмак обсадной колонны. В этом случае пакер устанавливается вблизи башмака обсадной колонны между изолируемыми пластами. Пакер при этом приводится в действие посад-

кой в него нижней цементирующей пробки, пускаемой в обсадную колонну в процессе закачивания тампонажного раствора. Уплотнительный элемент пакера расширяется путем закачивания под него тампонажного раствора из обсадной колонны. Процесс цементирования скважины заканчивается при остановке верхней цементирующей пробки в пакере.

Пакер типа ПДМ позволяет производить цементирование скважины выше него также и обратным способом. При этом необходимо использовать специальную цементирующую пробку с циркуляционным клапаном, устанавливаемую в обсадной колонне над пакером при промывке скважины.

3.7.3. ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ ПАКЕР ТИПА ПГМ

ВНИИБТ и б. комбинатом "Нефть и газ" (Германия) разработана новая конструкция заколонного гидромеханического пакера для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин, характеризующегося эксплуатационной технологичностью и надежностью. При этом впервые в конструкции предусмотрена возможность открытия циркуляционных боковых отверстий этого пакера путем использования перепада между давлением столба жидкостей в затрубном пространстве скважины и более низким давлением столба продажной жидкости, находящегося в обсадной колонне после окончания первой ступени цементирования. Кроме того, обоснована возможность открытия циркуляционных отверстий за счет увеличения давления в обсадной колонне при предварительной пакеровке скважины и последующего автоматического доуплотнения контакта резиновой манжеты пакера со стенкой скважины в процессе цементирования второй ступени обсадной колонны.

Эти функциональные свойства пакера исключают возможность преждевременного (до перекрытия затрубного пространства скважины уплотнительным элементом) открытия циркуляционных отверстий. Подобными свойствами не обладают известные пакеры и муфты для двухступенчатого и манжетного цементирования, в частности пакеры типа ПДМ, муфты типа УДЦС фирмы "Бейкер" и конструкции б. ВНИИКРнефти.

В пакере новой конструкции отсутствует также ряд других

недостатков упомянутых аналогов, несколько снижающих надежность этих устройств:

возможность нарушения герметичности перекрытия циркуляционных отверстий при разбурировании в пакере разделительных элементов (пробки, шара) и цементного камня между ними (недостаток пакеров типа ПДМ);

значительная сложность конструкции и изготовления;

возможность преждевременного перекрытия циркуляционных отверстий запорной втулкой в случае повышения давления в колонне из-за частичного засорения этих отверстий (недостаток муфты типа УДЦС).

Были разработаны два варианта принципиальной схемы гидромеханического пакера, чем обеспечено последовательное развитие его функциональных свойств.

Конструкция экспериментальных образцов пакера были разработаны по второму варианту, обеспечивающему более высокие надежность и технологичность в изготовлении и использовании.

Пакер, выполненный по второму варианту (рис. 3.19), состоит из двухступенчатого корпуса 8 с радиальными отверстиями IV и III; уплотнительного элемента 14 (как и в первом варианте, резиновой манжеты), установленного на корпусе и оборудованного торцевой защитой 15; составного толкателя 13 с кольцевыми проточками VI под фиксатор 10; дифференциальной втулки 7, закрепленной на корпусе при помощи срезных штифтов 5, снабженной ограничителем 6 ее движения по корпусу и образующей с корпусом кольцевую камеру 3; упора 12; зафиксированной полым штифтом 11 запорной втулки-седла 9 и штифтом 2 верхней составной втулки 3 с замком 4. В корпус 8 выполнена кольцевая проточка II для фиксации верхней втулки в конечном положении. Наружная ступенчатая поверхность корпуса 8 образует с составным толкателем 13 камеру VII, загерметизированную полым штифтом 11, а внутренняя ступенчатая поверхность корпуса и запорная втулка-седло 9 образуют камеру V, сообщающуюся в транспортном положении с внутренней полостью колонны труб. Верхняя составная втулка 3 также образует с внутренней ступенчатой поверхностью корпуса камеру I, сообщающуюся в транспортном положении с внутренней полостью колонны труб. Пакер оборудован жесткими центраторами 1.

Пакер работает следующим образом.

При посадке шара 16 (см. рис. 3.19) или падающей пробки на запорную втулку-седло 9 срезается полый штифт 11, и втул-

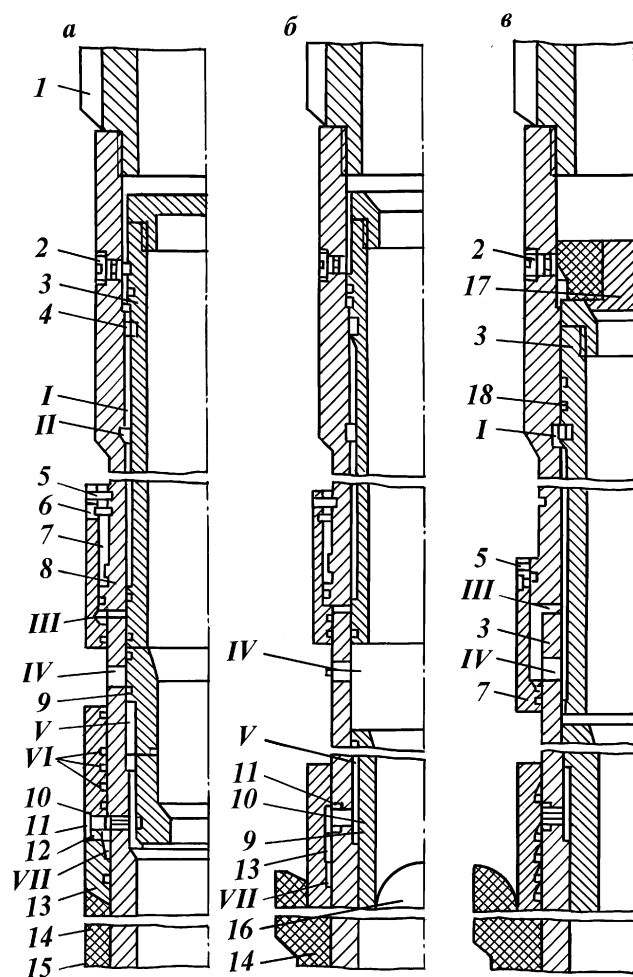


Рис. 3.19. Второй, реализованный вариант принципиальной схемы гидромеханического пакера:

а — пакер в транспортном положении; *б* — пакер при проведении запечатки и открытии цементировочных отверстий; *в* — пакер по окончании цементирования верхней ступени и закрытия цементировочных отверстий

ка-седло, перемещаясь вниз, открывает циркуляционные отверстия *VI* и одновременно герметизирует камеру *IV*, сообщая ее через срезанный полый штифт *11* с камерой *VII*. Жидкость из камеры *VI* при движении втулки-седла *9* поступает в камеру *VII*, перемещает вниз составной толкатель *13*,

который фиксируется в конечном положении фиксатором 10, и таким образом приводит в рабочее положение уплотнительный элемент 14 (происходит запакеровка). В процессе возрастания давления на втулку-седло 9 с шаром 16 на второй ступени цементирования эти элементы, дополнительно смещаясь вниз, доуплотняют контакт уплотнительного элемента со стенкой скважины. После закачивания расчетного объема тампонажной смеси в обсадную колонну пускают цементировочную пробку 17, которая при взаимодействии с верхней втулкой 3 срезает штифты 2, вводя верхнее уплотнительное кольцо 18, установленное на втулке, в контакт с внутренней цилиндрической поверхностью корпуса 8. Таким образом, верхняя втулка 3 становится дифференциальной, а камера I разобщается с внутренней полостью колонны труб. При движении вниз втулка 3 перекрывает отверстия IV, а жидкость из камеры I через отверстие III поступает в камеру 3. Давление в камере 3 действует на дифференциальную втулку 7, происходит срез штифтов 5, и втулка 7 перемещается вниз по конусу, перекрывая при этом снаружи радиальные отверстия IV. Таким образом достигается повышенная надежность герметизации радиальных циркуляционных отверстий IV, которая необходима в случае проведения внутриколонных работ (например, разбуривания элементов, перекрывающих проходной канал колонны, спуска различных инструментов в скважину и т.д.).

3.7.4. ЗАКОЛОННЫЕ ВЗРЫВНЫЕ ПАКЕРЫ

Эти пакеры устанавливаются на обсадной колонне и спускаются вместе с ней с установкой в заданные интервалы. Приведение в действие пакера совершается путем спуска внутрь обсадной колонны на каротажном кабеле электромагнитного генератора, при помощи которого образуются электромагнитное поле, вызывающее срабатывание зажигателя взрывчатки. При этом обеспечивается герметизация кольцевого зазора между обсадной колонной и стенками скважины с целью предупреждения перетоков жидкости и газа в период ОЗЦ, во время испытания и освоения скважины.

Значительные преимущества такого пакера заключаются в том, что при этом обеспечиваются равнопрочность пакера с обсадной колонной и отсутствие любых отверстий в колонне или корпусе пакера, необходимых для срабатывания пакера. Небольшие размеры пакера позволяют устанавли-

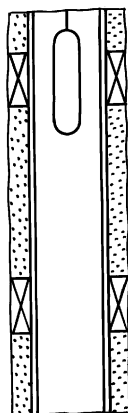


Рис. 3.20. Схема установки взрывных пакеров

Таблица 3.5

Показатель	ПВ5-175	ПВ5-195	ПВ13-205
Внешний диаметр, мм	175	195	205
Внутренний диаметр, мм	118	130	150
Максимально возможное гидростатическое давление, МПа	80	80	70
Максимально допустимая температура, °С	150	150	150
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пластами, МПа	30	30	65
Внешний диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168–178
Номинальный диаметр ствола, мм	190	216	245
Масса, кг	80	90	90
Длина, мм	1360	1400	1400

ливать его между пластами, находящимися близко друг от друга.

Схемы установки пакеров показаны на рис. 3.20.

Характеристика пакеров приведена в табл. 3.5.

3.8. ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В целях повышения надежности эксплуатации скважин, особенно на месторождениях с осложненными условиями, применяют комплекс подземного эксплуатационного оборудования. Составление компоновки скважинного оборудования должно производиться для каждой конкретной скважины с учетом ее конструкции, фактического распределения температур по стволу скважины, действующих перепадов давления, характеристик применяемого оборудования, нагрузок, планируемого дебита и других геолого-технических параметров.

На рис. 3.21 приводится примерная схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ снизу вверх: срезной клапан, фрезерный удлинитель, пакер, анкерное соединение, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель.

Срезной клапан ЛРОС9554-000 (рис. 3.22) разработан в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры в пос. Северский

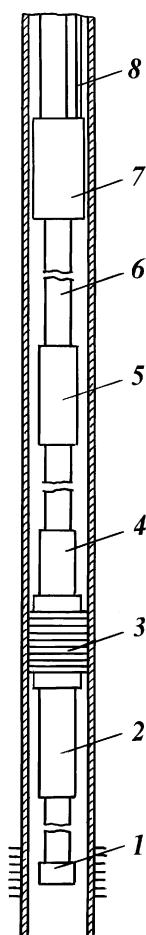


Рис. 3.21. Схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ:

1 – срезной клапан; 2 – фрезерный удлинитель; 3 – стационарный пакер фирмы “Камко”, “Бейкер” или др.; 4 – анкерное соединение; 5 – циркуляционный клапан; 6 – НКТ; 7 – клапан-отсекатель; 8 – гидравлическая трубка управления клапаном-отсекателем

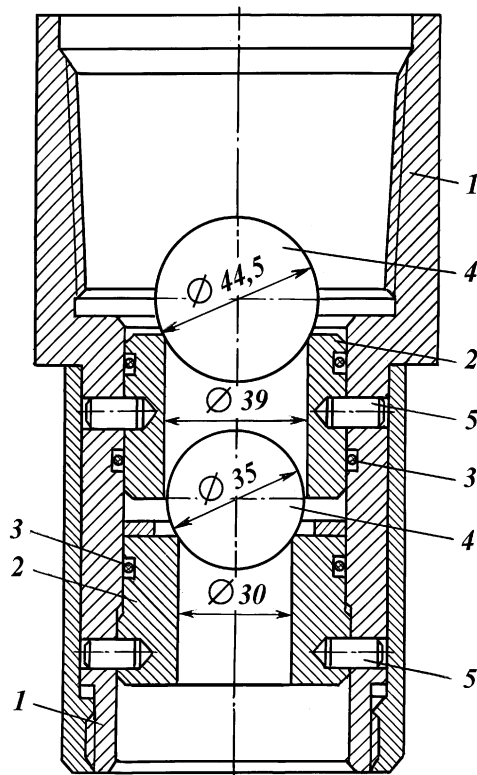


Рис. 3.22. Срезной клапан:

1 – корпус; 2 – срезные втулки; 3 – уплотнительные кольца; 4 – шары; 5 – срезные штифты

Краснодарского края. Срезной клапан предназначен для создания давления внутри компоновки при распаковке пакера путем перекрытия проходного сечения шаром. Особенностью срезного клапана является то, что в одном корпусе размещены на срезных штифтах два посадочных гнезда под шары диаметром 35 и 44,5 мм.

Вначале давление внутри спущенной компоновки осуществляется сбросом шара диаметром 35 мм, который садится на седло срезного клапана с перекрытием отверстия. При достижении предельного установленного давления внутри компоновки происходит срез штифтов, после чего шар и седло выпадают на забой скважины. При неудовлетворительном срабатывании пакера сбрасывается второй шар диаметром 44,5 мм.

Технические параметры: наружный диаметр 104 мм, длина 195 мм, рабочая температура до 125 °С, давление среза штифтов определяется диаметром штифтов, которые изготавливаются под необходимые давления срезки.

Так, давление, необходимое для среза штифтов срезного клапана

$$p = \frac{\tau_{\text{ср}} n d_{\text{шт}}}{d_{\text{порш}}^2},$$

где $\tau_{\text{ср}}$ — предел прочности на срез штифта, $\tau_{\text{ср}} = K\sigma_{\text{в}}$ ($K = 0,7$; $\sigma_{\text{в}}$ — временное сопротивление разрыву, зависящее от материала штифтов и термообработки); n — число штифтов; $d_{\text{шт}}$ — диаметр штифтов; $d_{\text{порш}}$ — диаметр поршня.

После упрощений получают $p = 0,532\sigma_{\text{в}}$. Таким образом, изменяя диаметр штифта, можно подобрать заданное давление среза.

Фрезерный удлинитель предназначен для центрирования инструмента для фрезерования пакера при его извлечении из скважины. Фрезерный удлинитель может быть исключен из компоновки, если пакер планируется фрезеровать кольцевой фрезой и извлекать обычной труболовкой.

Пакер предназначен для герметичного разобщения затрубного пространства скважины от пласта и создания надежного сообщения внутренней полости спущенной компоновки с пластом. Посадка и фиксирование пакера в эксплуатационной колонне происходят при создании давления внутри спущенной компоновки при перекрытии внутритрубного пространства шаром срезного клапана. При этом происходит деформация резинового уплотнения и фиксация пакера в эксплуатационной колонне при помощи кольцевых клиновых якорей.

Возможно использование пакеров фирмы "Камко" (рис. 3.23) (табл. 3.6) или "Бейкер" (рис. 3.24), а также отечественного производства.

При этом давление на устье $p_{\text{у}}$ для создания давления рас-



Рис. 3.23. Стационарный пакер фирмы "Камко"

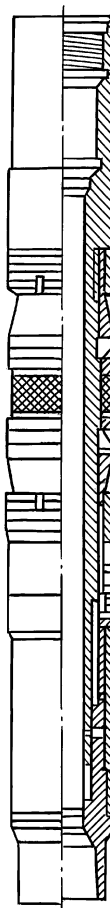


Рис. 3.24. Гидравлически управляемый подвесной эксплуатационный пакер фирмы "Бейкер" с обратным клапаном

пакеровки пакера и давление на устье срезки $p_{y\text{ ср}}$ штифтов срезного клапана определяют по формулам

$$p_y = p_{\text{пл}} - p_{\text{ж}} + p_p;$$

$$p_{y\text{ ср}} = p_{\text{пл}} + p_{\text{ср}},$$

где $p_{\text{пл}}$ — давление пластовое, МПа; $p_{\text{ж}}$ — давление жидкости, заполняющей компоновку, МПа ($p_{\text{ж}} = \rho H$, здесь ρ —

Таблица 3.6

Технические данные по стандартным пакерам фирмы "Камко"

Параметр	HSP-1 5 1/2"	HSP-1 6 5/8"
Габаритная длина, мм	1495	1495
Максимальный наружный диаметр, мм	113	113,18
Минимальный внутренний диаметр, мм	76	49,2
Диапазон погонной массы, фунт/фут	23	32–28
Нижнее соединение	1 7/8"	6 5/8"
Верхнее соединение	2 7/8" муфта АМ	3 1/2' муфта АМ
Освобождение лифтовой колонны от пакера	Стингер с правосторонним вращением	Стингер освобождается непосредственным вытягиванием

плотность жидкости, кг/м³; H — глубина спущенной компоненты, м); p_p — перепад давления срабатывания пакера, МПа; p_{cp} — перепад давления срезки штифтов срезного клапана, МПа.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы "Камко"

Наружный диаметр, мм.....	115
Внутренний диаметр, мм.....	50
Длина пакера, мм.....	1495
Максимальное пластовое давление, МПа.....	69
Давление пакеровки, МПа.....	27
Температура рабочей среды, °С.....	149
Присоединительные резьбы.....	VAM 2 3/8", 2 7/8"

Одинарные пакеры HSP-1 фирмы "Камко" устанавливаются в эксплуатационной колонне созданием гидравлического давления, относятся к эксплуатационным пакерам постоянного действия и могут быть извлечены из скважины после ее разбуривания.

Пакер фирмы "Бейкер" модель SAB — гидравлически устанавливаемый пакер; спускается в скважину на трубах и пакеруется после монтажа устьевого оборудования.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы "Бейкер"

Наружный диаметр, мм.....	113,03
Внутренний диаметр, мм.....	70,6
Длина пакера, мм.....	1250
Максимальное пластовое давление, МПа.....	63
Температура рабочей среды, °С.....	160
Присоединительные резьбы.....	VAM 2 7/8"

Техническая характеристика гидравлического пакера "Ресурс-1"
Саратовского завода Газоприборавтоматика

Наружный диаметр, мм.....	136
Внутренний диаметр, мм.....	67
Длина пакера, мм.....	1886
Максимальное пластовое давление, МПа.....	21
Давление пакеровки, МПа.....	5–15
Температура рабочей среды, °С.....	До 100
Присоединительные резьбы.....	Резьба НКТ 89 мм по ГОСТ 633–80

Извлечение пакера производится после его разбуривания — фрезерования верхних кольцевых захватов при помощи специального инструмента, представляющего собой комбинацию двух фрез, одной кольцевой и одной торцевой фрезы в нижней части направляющего штока. После разбуривания пакера направляющий шток вместе с ловителем проходит через пакер, захватывает его в нижней части пакера и с подвеской бурильных труб извлекается на поверхность. Пакер можно разбурить кольцевой фрезой с последующим его захватом обычной труболовкой, если в наличии нет специального оборудования для разбуривания пакера.

Анкерное соединение — герметизированный ниппель, который является присоединительным и уплотняющим приспособлением между подвеской НКТ и пакером.

Присоединение анкерного соединения к пакеру производится следующим образом: при сборке на поверхности необходимо анкерное соединение вставить в пакер, затем вращением анкерного соединения влево на 10–12 оборотов для пакера фирмы "Бейкер" или на 4–5 оборотов для пакера фирмы "Камко" обеспечивается стыковка анкерного соединения с пакером. Присоединение анкерного устройства к пакеру в скважине производится за счет разгрузки колонны НКТ на пакер с усилием 2–4 т. Рассоединение ЦБ производится путем вращения подвески НКТ вправо на 10–12 оборотов для пакера фирмы "Бейкер" и 4–5 оборотов для пакера фирмы "Камко".

Циркуляционный клапан разработан на основе циркуляционного клапана Грозненского машиностроительного завода в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры (рис. 3.25). Циркуляционный клапан обеспечивает в открытом состоянии сообщение затрубного пространства скважины с внутренней полостью спущенной компоновки подземного оборудования. В закрытом состоянии циркуляционный клапан обеспечивает герметичность внутритрубного пространства.

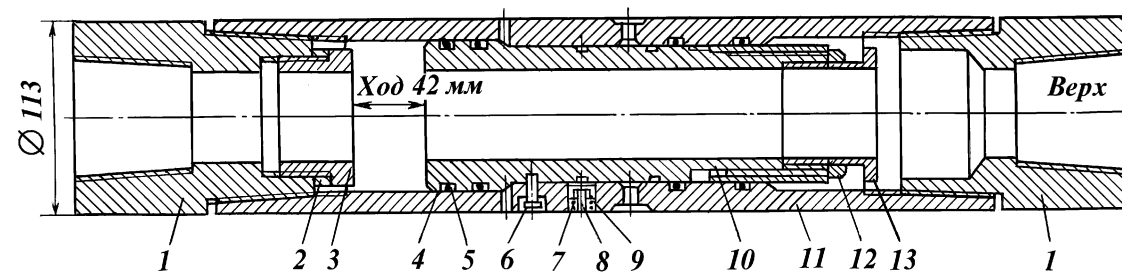


Рис. 3.25. Схема циркуляционного клапана:

1 — патрубки; 2 — кольцо; 3 — втулка, регулирующая ход поршня; 4, 5 — фторопластовые кольца; 6 — срезной винт; 7 — поджимная гайка; 8 — фиксатор; 9 — пружина; 10 — поршень; 11 — корпус; 12 — кольцо упорное; 13 — втулка, ввинченная в поршень

Циркуляционный клапан в скважину спускают в закрытом положении. После установки пакера в эксплуатационной колонне для открытия циркуляционного клапана в затрубном пространстве необходимо создать перепад давления, равный 12 МПа на уровне клапана, по сравнению с давлением внутри компоновки. В этом случае происходит срезка винтов, поршень 10 в сборе перемещается вниз до упора 12, при этом отверстия корпуса 11 соединяются с каналами поршня 10. В результате этого обеспечивается соединение затрубного и трубного пространств, создается возможность промывки и глушения скважины через затрубное пространство. Для закрытия циркуляционного клапана создается давление внутри спущенной компоновки, равное 1,6–2 МПа, при этом кольцо 2 запирает каналы поршня, и поршень перемещается вверх. Достигается герметичность внутритрубного пространства от затрубного.

После длительной эксплуатации скважины для последующего открытия клапана необходимо создать давление в затрубном пространстве 5–6 МПа.

Техническая характеристика циркуляционного клапана

Наружный диаметр, мм.....	113
Длина клапана, мм.....	620
Присоединительные размеры резьб (сверху и снизу).....	НКТ 73 мм по ГОСТ 633–80

Клапан обладает работоспособностью в скважинах глубиной до 3600 м и пластовым давлением до 60 МПа при температуре до 160 °С. Рабочая среда — буровой раствор, газовый конденсат, газ. Возможно применение циркуляционного клапана, изготавливаемого Саратовским заводом Газприборавтоматика.

Гидравлический клапан-отсекатель предназначен для аварийного перекрытия проходного сечения компоновки подземного оборудования при изменении давления в скважине. Обычно устанавливается на глубине 40–50 м от устья. В состав клапана-отсекателя входят глубинный клапан-отсекатель, гидравлическая линия управления, пульт управления. Клапан-отсекатель в свободном состоянии, без создания давления в линии управления, находится с перекрытым заслонкой проходным отверстием.

Клапан-отсекатель открывают следующим образом: создают давление в трубах выше клапана, равное давлению в зоне ниже клапана, при помощи насосного агрегата. В гидравлической линии управления клапаном-отсекателем создают

давление, равное 11 МПа, для обеспечения открытия заслонки. Фиксируют данное давление для обеспечения спуска компоновки.

При необходимости закрытия клапана-отсекателя следует закрыть скважину на устье и выждать 5–10 мин для стабилизации условий в скважине. Сбросить давление в гидравлической линии управления до нуля, при этом клапан-отсекатель перекроет сечение труб. При необходимости плавно открывают устьевые задвижки и стравливают газ из зоны выше пакера-отсекателя.

Техническая характеристика гидравлического клапана-отсекателя фирмы "Камко"

Максимальный наружный диаметр, мм.....	101,6
Минимальный внутренний диаметр, мм.....	48,1
Длина, мм.....	1582
Максимальное давление, МПа.....	70,3
Максимальная температура среды, °С.....	140
Давление для открытия клапана, МПа.....	10–11

Возможно применение клапана-отсекателя Саратовского завода Газоприборавтоматика под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.

Температурный компенсатор служит для компенсации теплового расширения спущенной компоновки при температуре рабочей среды в скважинах более 145 °С и высоких дебитах. Температурный компенсатор обычно устанавливают выше циркуляционного клапана на 10–20 м.

3.8.1. СПУСК И УСТАНОВКА ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Перед тем, как проводить спуск забойного оборудования, необходимо прошаблонировать НКТ на мостках, пропарить внутри и снаружи и смазать резьбовые соединения, предварительно почистив их металлической щеткой, а также опрессовать их под соответствующее пластовое давление. Для подготовки заданного интервала эксплуатационной колонны в места установки пакера на бурильных трубах спускают скребок механического или гидравлического типа под данную колонну. При применении механического скребка поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью 0,1 м/с, с циркуляцией раствора не более 6 л/с трижды проходят заданный интервал и после каждого хода проворачивают инструмент ротором на 90°, затем триж-

ды проходят заданный интервал в колонне с частотой вращения ротора 60–90 об/мин, со скоростью подачи инструмента 0,1 м/с. Скважину промывают не менее двух циклов до полного отсутствия шлама на сите. После извлечения скребка в скважину опускают шаблон. Размеры шаблона (длина, диаметр) выбирают с учетом обеспечения проходимости компоновки в скважину. Если при глушении скважины применялся глинистый раствор плотностью 1800–2200 кг/м³, то перед спуском компоновки его заменяют на жидкость без твердой фазы (бромиды цинка и кальция). В этом случае принимают меры предосторожности от коагуляции глинистого раствора при смешении с солями, ухудшения коллекторских свойств пласта, для предупреждения выброса. При глушении скважин раствором с низкой плотностью (до 1400 кг/м³) их заменяют такими истинными растворами, как раствор хлористого кальция, ФТП, а также возможно применение гидрофобных эмульсий.

Компоновку подземного оборудования собирают согласно схеме (см. рис. 3.21) снизу вверх:

первая секция: срезной клапан типа ЛРОС, НКТ диаметром 73 мм;

вторая секция: фрезерный удлинитель, пакер, анкерное соединение, НКТ диаметром 73 мм;

третья секция: циркуляционный клапан в закрытом положении, НКТ диаметром 73 мм, клапан-отсекатель, НКТ диаметром 73 мм.

Спуск НКТ с компоновкой подземного оборудования проводят с замером труб, плавно, со скоростью 0,2 м/с.

Компоновку подбирают таким образом, чтобы клапан-отсекатель находился на глубине 50 м от устья скважины. После обвязки устья скважины фонтанной арматурой подсоединяют к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязывают ее с насосом для управления клапаном-отсекателем.

Для установки пакера поднимают давление в гидравлической линии для открытия клапана-отсекателя. Затем заменяют жидкости глушения на углеводородную жидкость (конденсат), открывают буферную задвижку, опускают шар в фонтанную арматуру, закрывают задвижку и открывают центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки времени на транспортирование шара в гнездо срезного клапана насосным агрегатом поднимают давление в НКТ с превышением давления на устье. После выдержки в течение 30 мин открывают задвижку на затрубном пространстве фонтанной

арматуры и стравливают давление. Понижение давления указывает на то, что пакер сработал.

Время транспортирования шара в скважине, заполненной ньютоновской жидкостью (растворы бромида кальция, цинка, хлористого кальция и др.),

$$t = \frac{H}{\sqrt{Kgd_{\text{ш}} \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1}}},$$

где ζ — глубина падения шара, см; K — коэффициент, который зависит от направления ствола скважины, числа Re , соотношения диаметров шара и НКТ и т.д. и определяется экспериментальным путем; в нашем случае $K = 0,3$; g — ускорение силы тяжести, см/с²; $d_{\text{ш}}$ — диаметр шара, см; ρ_1 , ρ_2 — соответственно плотность жидкости и материала шара, г/см³.

3.8.2. ОСОБЕННОСТИ СПУСКА И УСТАНОВКИ ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЯЖЕЛЫХ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ СКВ. 3 ПРИБРЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Спуск комплекса эксплуатационного подземного оборудования, предназначенного для изоляции продуктивного пласта с аномальным давлением от затрубного пространства, имеет свою специфику.

Применение данного комплекса в скв. 3 Прибрежного месторождения предприятия Кубаньгазпром обеспечило надежность эксплуатации скважины (табл. 3.7) на площади с коэффициентом аномальности 2.

После разбуривания ПДМ и цементного стакана до глубины 3391 м эксплуатационную колонну опрессовали с использованием воды избыточным давлением 45,5 МПа. Интервал перфорации 2879—2892 м. Толщина стенки эксплуатационной колонны 10,5 мм. Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм с резьбой VAM. Пластовая температура 130 °С. Относительная плотность газа 0,68. Плотность жидкости глушения 2120 кг/м³. Содержание агрессивных включений в продукции CO₂ до 15 %.

Перед спуском компоновки с целью очистки стенок эксплуатационной колонны с внутренним диаметром 118 мм спустили на бурильных трубах диаметром 2 7/8" до глубины 2875 м следующую компоновку (снизу вверх): шаблон диаметром 114 мм; скребок диаметром 118 мм.

Таблица 3.7

Данные конструкции скважины

Тип колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Данные о цементе
Направление	530	23,5	Зацементировано до устья
Кондуктор	324	1008	То же
Промежуточная колонна	245	2455	"
Эксплуатационная колонна	140	3413	Зацементирована "голова" цементного камня на глубине 1565 м от устья

Поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью не более 1 м/с трижды прошли интервал 2875—2845 м. После каждого хода провернули инструмент ротором на 90°. Трижды прошли интервал 2875—2845 м с частотой вращения 70—90 об/мин. Скорость подачи инструмента держали не более 0,1 м/с. При работе скребком произвели промывку скважины с расходом 6 л/с. Обратной циркуляцией заменили буровой раствор на рассол бромидов с плотностью 2170 кг/м³, закачивая жидкости в следующей последовательности:

буферная жидкость в объеме 2 м³ следующего состава, % по массе: бентонит 6, КМЦ 2, вода остальное;

моющая жидкость на воде, содержащая 10 % сульфонола, объемом 2 м³;

пачка рассола бромидов плотностью 2170 кг/м³, загущенная до вязкости 200—250 с, объемом 1 м³;

рабочий рассол бромидов плотностью 2170 кг/м³, объемом 27 м³.

Расход по замене раствора составлял 6 л/с.

После перехода на жидкость без твердой фазы сделали технологическую остановку для контроля за давлением и уровнем жидкости в течение 1 ч. Подняли компоновку на буровых трубах 2 7/8" и собрали следующую компоновку подземного оборудования (снизу вверх):

первая секция: срезной клапан типа ЛРОС длиной 0,2 м, две НКТ диаметром 73 мм, общей длиной 19 м;

вторая секция: фрезерный удлинитель общей длиной 2 м, пакер фирмы "Камко" длиной 1495 мм, анкерное соединение длиной 0,6 м, одна НКТ длиной 10 м;

третья секция: циркуляционный клапан в закрытом положении длиной 0,9 м, одна НКТ диаметром 73 мм, длиной 10 м.

Спуск насосно-компрессорных труб с компоновкой подземного оборудования проводился с замером труб плавно, без рывков, со скоростью 0,2 м/с. На глубине 50 м от устья скважины на насосно-компрессорных трубах установили клапан-отсекатель и подключили к нему гидравлическую линию, укрепив ее на НКТ. Подземное оборудование спустили на глубину 2883 м. Установив фонтанную арматуру, предварительно опрессовав ее на давление 70 МПа, подсоединили к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязали ее с ручным гидравлическим насосом для управления клапаном-отсекателем. Устье скважины обвязали согласно схеме 81-92-ТХ.

Для установки пакера в эксплуатационной колонне подняли давление в гидравлической линии для открытия гидравлического клапана-отсекателя при помощи ручного насоса.

Замену бромидов цинка на углеводородную жидкость (конденсат) провели следующим образом: в затрубное пространство закачали 1 м³ жидкости без твердой фазы с вязкостью 200—250 с с противодавлением на устье (штуцер диаметром 8 мм) для очистки скважины. Промыли скважину путем прокачки бромидов с противодавлением в два цикла, контролируя чистоту жидкости.

Закачали 1 м³ промывочной жидкости с вязкостью 200—250 с, затем конденсат в объеме 20,4 м³ с расчетом, чтобы конденсат был закачан в трубы спущенной компоновки на высоту 200 м от низа труб. При этом давление на устье в трубах компоновки составляло 1,6 МПа, а в затрубном пространстве 37 МПа при пластовом давлении 60 МПа.

3.9. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ

Мировой и отечественный опыт строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин показывает, что одним из перспективных направлений повышения производительности скважин является горизонтальное бурение.

Существуют два главных способа заканчивания скважин с горизонтальным стволом (рис. 3.26):

ствол в продуктивном пласте открыт или перекрыт фильтром, и продукция непрерывно поступает по всей поверхности фильтровой зоны ствола;

продуктивный пласт обсажен обсадной колонной, зацементирован и перфорирован, и приток в скважину осуществ-

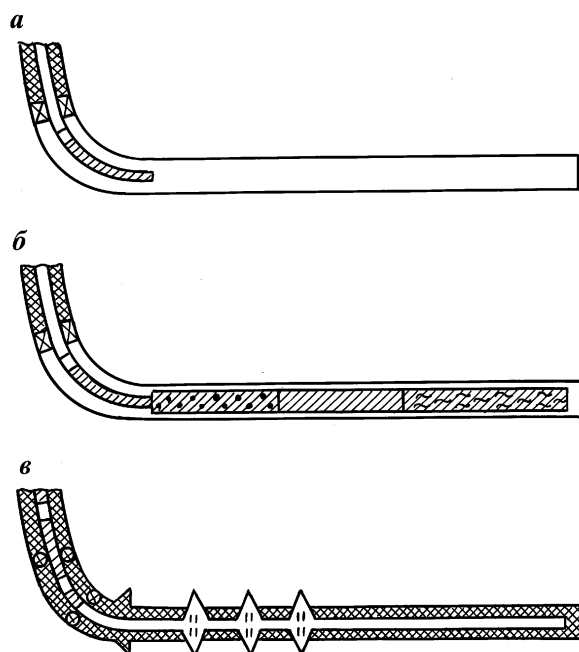


Рис. 3.26. Способы заканчивания скважин с горизонтальным стволом:
а — с открытым дренирующим стволом в устойчивом однородном пласте;
б — с хвостовиком, имеющим заранее созданные щелевидные или перфорационные отверстия, в пласте, представленном неустойчивыми породами;
в — с зацементированным хвостовиком, имеющим перфорационные отверстия, в неоднородном пласте

ляется через небольшое число отверстий в колонне (в этом случае горизонтальный ствол не дренирует продуктивный пласт, а служит лишь проводящим каналом для флюидов, поступающих из отдельных трещин).

Заканчивание скважин с дренирующим стволом по всей длине. Скважины с горизонтальным стволом в основном проектируются так, чтобы дренировать только один пласт и чтобы пластовые флюиды поступали в них под определенным давлением. В гидравлически сообщающихся пластах начальные изобарические поверхности находятся в горизонтальной плоскости. Поэтому нет никаких причин для ограничения притока в любую отдельную секцию дренирующего ствола. В подобных условиях выбирается способ заканчивания скважины с открытым горизонтальным стволом, что облегчает любые последующие операции внутри него. В большинстве

устойчивых пластов дренирующий ствол может оставаться необсаженным.

В рыхлых породах дренирующий ствол оборудуется хвостовиком с заранее созданными щелевидными или перфорированными отверстиями. Преимущества такого способа заканчивания — простота и низкие затраты. Недостатки связаны с трудностью проведения геофизических исследований для определения эксплуатационных характеристик скважины и сложностью изоляции части дренирующего ствола в процессе работы скважины. При проведении геофизических исследований с применением существующих инструментов пластовые флюиды будут обходить зону сужения, создаваемого такими инструментами внутри хвостовика, перетекая через кольцевое пространство между стенкой скважины и хвостовиком. Для того чтобы изолировать отдельный участок, если только он не находится в конце дренирующего ствола, необходимо будет извлечь хвостовик из скважины и спустить новый с внутренними пакерами. Такая операция может оказаться чрезвычайно трудной и сопряженной с повышенным риском.

Рассмотренные проблемы должны решаться на этапе начального планирования конструкции скважины. После завершения проектных работ сохраняется возможность перекрытия опасного интервала в горизонтальном стволе (положение этого интервала обычно становится известным по окончании бурения скважины) хвостовиком с внешними пакерами. Это позволяет изолировать отдельные интервалы горизонтального ствола без извлечения хвостовика из скважины.

Для данного способа заканчивания возможно несколько вариантов: установка предварительно перфорированных хвостовиков или хвостовиков с щелевидными отверстиями, верхняя секция хвостовика подвешивается или цементируется и т.д.

Заканчивание скважины с обсаженным горизонтальным стволом и несколькими отверстиями для притока пластовых флюидов. При этом способе заканчивания горизонтальный ствол служит каналом, соединяющим несколько точек притока. В данном способе имеются варианты, но общим для них является то, что хвостовик всегда цементируется. С учетом трудностей достижения хорошего замещения бурового раствора цементным в вертикальных скважинах цементирование скважин с горизонтальным стволом представляется чрезвычайно сложной задачей.

Существует несколько методик расчета производительности горизонтальных скважин и оценки целесообразности проводки горизонтальных скважин (ГС) в сравнении с вертикальными (ВС). Сравнительному анализу дебитов вертикальных и горизонтальных скважин посвящено также много исследований, результаты которых, являясь иногда противоречивыми, но дополняя друг друга, показывают более высокую эффективность горизонтальных.

Практика показала, что разработка месторождений вносит свои коррективы в сравнительную оценку эффективности горизонтальных и вертикальных скважин. Поэтому ее следует рассматривать применительно к определенному району.

Задача о притоке жидкости (газа) к горизонтальной трубе в пласте рассматривалась И.А. Чарным при следующих допущениях: пласт считался однородным, ось скважины расположена симметрично относительно кровли и подошвы пласта, пласт — полуограниченный, а контур питания — прямолинейный. А.М. Пирвердян обобщил решение И.А. Чарного для несимметричного расположения горизонтальной скважины относительно кровли и подошвы в различных проницаемостях в продольном и поперечном направлениях продуктивного пласта. Полученные результаты показали, что оба приведенных выше фактора не оказывают существенного влияния на дебит ГС. Асимметричное расположение ГС и десятикратное различие в проницаемостях (продольной и поперечной) дает различие дебитов порядка 1–5 %.

Для симметричного расположения ГС относительно кровли и подошвы пласта дебит на единицу длину ГС

$$q_{\text{ГС}} = \frac{2\pi k \Delta p}{\mu} \frac{1}{\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c}}, \quad (3.10)$$

где k — коэффициент проницаемости; Δp — перепад давления на скважине; μ — вязкость нефти; H — расстояние до контура питания; h — мощность пласта; r_c — радиус скважины.

Дебит ВС единичной длины, пробуренной в тот же пласт мощностью h ,

$$q_{\text{ВС}} = \frac{2\pi k \Delta p}{\mu} \frac{1}{\ln(2H/r_c)}. \quad (3.11)$$

Из (3.10) и (3.11) получаем, что отношение дебитов ГС и ВС

$$\frac{q_{\text{ГС}}}{q_{\text{ВС}}} = \frac{\ln(2H/r_c)}{\ln(h/2\pi r_c) + 2\pi H/h}. \quad (3.12)$$

Преобразуем левую часть выражения (3.12) следующим образом:

$$\frac{q_{\text{ГС}}}{q_{\text{ВС}}} = \frac{Q_{\text{ГС}}/l}{Q_{\text{ВС}}/h} = \frac{h}{l} - \frac{Q_{\text{ГС}}}{Q_{\text{ВС}}}, \quad (3.13)$$

где $Q_{\text{ГС}}$, $Q_{\text{ВС}}$ — дебиты ГС и ВС; h — мощность пласта; l — длина горизонтального участка ГС.

Если теперь принять, что дебит одной ГС равен дебиту n вертикальных скважин, то из (3.12) и (3.13) можно получить

$$l = nh \frac{\ln(h/2\pi r_c) + 2\pi H/h}{\ln(2H/r_c)}. \quad (3.14)$$

Полученная формула (3.14) дает теоретическую зависимость между длиной l горизонтального участка ГС, мощностью пласта h и числом n вертикальных скважин.

Выполним ряд расчетов по формуле (3.14) при различных значениях H , h и r_c .

Длина горизонтального участка ГС, эквивалентная одной ВС ($n = 1$)

r_c , м.....			0,1				0,2	
h , м.....	10					10	2,5	
H , м.....	100	1000	100	1000	100	1000	100	1000
l , м.....	86	637	83	635	94	682	91	684

Очевидно, что увеличение радиуса скважины r_c и мощности пласта h оказывает незначительное влияние на длину горизонтального участка l . В то же время увеличение расстояния до контура питания с $H = 100$ м до $H = 1000$ м приводит к увеличению эквивалентной длины ГС на 600 м, т.е. на каждые 100 м удаления скважины от контура питания ее длина увеличивается на 60 м. Например, при $H = 200$ м эквивалентная длина l увеличивается почти в 2 раза и равна 154 м.

Для определения эквивалентной длины ГС (горизонтального участка) соответствующей n вертикальным скважинам, необходимо табличное значение l умножить на n , т.е. $l_n = ln$.

Например, для пласта мощностью $h = 2,5$ м, $r_c = 0,1$ м и $H = 100$ м для компенсации четырех ВС достаточно длину ГС принять равной $l_4 = 4 \cdot 83 = 342$ м. При $H = 1000$ м для тех же условий потребовалась бы длина $l_4 = 4 \cdot 83 = 2540$ м.

Для приближенных расчетов вместо уравнения (3.14) можно использовать следующую формулу:

$$l = 0,75n \frac{2\pi H}{\ln 2H}. \quad (3.15)$$

Сравним теперь дебит ГС с дебитом батареи из n вертикальных скважин. Приближенная формула расчета дебита батареи имеет вид

$$Q_{\sigma} = knh \frac{1}{\frac{\pi H}{\sigma} + \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}, \quad (3.16)$$

где k — коэффициент, $k = 2\pi K \Delta p / \mu$; σ — половина расстояния между скважинами.

Из уравнения (3.16) следует, что Q_{σ} достигает максимума при $\sigma = \pi H$, т.е. суммарный дебит батареи из n скважин равен суммарному дебиту n одиночных ВС, разнесенных на расстояние $2\sigma = 2\pi H$. Действительно, при $n = 1$ и $\sigma = \pi H$ из (3.16) получается приближенно формула (3.11).

При $\sigma < \pi H$ наблюдается интерференция скважин, снижающая суммарный дебит батареи. В частности, при $2\sigma = h$ из (3.16) следует формула (3.10), т.е. $Q_{\sigma} = q_{\text{ГС}} l$. Тогда отношение дебитов ВС, пробуренных на расстоянии $2\sigma = h$, к дебиту одной ГС

$$\frac{Q_{\sigma}}{Q_{\text{ГС}}} = \frac{nh}{l}.$$

Отсюда следует, что дебит одной ГС длиной $l_n = nh$ равен дебиту n вертикальных скважин с расстоянием между ними $2\sigma = h$.

Далее при $n \rightarrow \infty$ и, приняв $\sigma = ln/2n$, из (3.16) получаем дебит дренажной галереи

$$Q_r = k \frac{lh}{2\pi H + \frac{l}{h} \ln \frac{l}{2\pi r_c n}} = k \frac{lh}{2\pi H}. \quad (3.17)$$

Используя формулу (3.17), можно легко получить следующее выражение, устанавливающее связь между дебитом галереи ВС, мощностью h и дебитом одной ГС:

$$Q_r = \left(1 + \frac{h}{2\pi H} \ln \frac{h}{2\pi r_c n} \right) Q_{\text{ГС}}. \quad (3.18)$$

В формуле (3.18) второе слагаемое в скобках во много раз меньше единицы и составляет для $h = 10$ м, $r_c = 0,1$ м и $H = 100$ м, всего 0,04. Это условие было использовано при выводе уравнения (3.15).

Таким образом, дебит одной ГС длиной l равен (приближенно) дебиту дренажной галереи высотой h и длиной l , пробуренной в тот же пласт. Следовательно, расчеты по формуле (3.17) можно использовать для определения дебита горизонтальной скважины. Выражение (3.17) можно было бы получить и из формулы (3.10), приняв $\ln(h/2\pi k_c) \approx 0$.

Ниже приведены отношения дебитов ГС, рассчитанные по формулам (3.10) и (3.17) в зависимости от мощности h пласта и расстояния до контура питания H .

Отношение дебитов ГС по точной (3.10) и приближенной (3.17) формулам

$H, \text{ м} \dots\dots\dots$	100		200		500	
$h, \text{ м} \dots\dots\dots$	1	10	1	10	1	10
$Q_{\text{ГС}(1,25)}/Q_{\text{ГС}(1,32)} \dots\dots$	0,99	0,96	1,00	0,98	1,00	0,99

Видно, что при увеличении мощности пласта h различие в дебитах возрастает, а при увеличении расстояния до контура это различие нивелируется.

По результатам проведенного анализа можно сделать выводы:

дебит ГС не зависит от азимута скважины и расположения горизонтального участка относительно подошвы и кровли, а также неоднородности продуктивного пласта;

радиус ГС и мощность пласта не оказывают существенного влияния на дебит ГС, а следовательно, на длину горизонтального участка;

эквивалентная длина горизонтального участка ГС, обеспечивающая такой же дебит, как и одна вертикальная скважина, зависит от расстояния до контура питания;

длину горизонтального участка ГС можно определить по формуле (3.14) или (3.15);

дебит ГС с большой степенью точности можно определить как дебит батареи ВС (3.16) или как дебит дренажной галереи ВС (3.17);

при сравнении дебитов ВС и ГС расстояние между ВС должно быть больше двойного расстояния до контура питания, чтобы исключить интерференцию ВС.

Выбор оптимальной глины горизонтального участка скважины. Проектирование профиля ГС проводится в основном аналогично проектированию профиля наклонно направленных скважин. На первом этапе решается задача выбора варианта профиля, а на втором — задача выбора режимов бурения, обеспечивающая заданный профиль бурения. Бурение скважин по заданному профилю с определенными на

втором этапе оптимальными режимами бурения должно обеспечиваться подбором соответствующих компоновок низа бурильной колонны, которые изменяются при каждом рейсе.

Профиль горизонтального участка можно выбирать в виде "цепной линии" или "естественного профиля", который принимает балка круглого сечения заданной длины на упругом основании. Однако вопросы выбора профиля горизонтального участка ГС в настоящее время в основном определяются имеющимися техническими возможностями их реализации, а не экономическими соображениями. Поэтому здесь рассматривается только задача выбора оптимальной длины горизонтального участка ГС.

Для постановки задачи выбора оптимальной длины горизонтального участка необходимо определить затраты на строительство одной ГС и эквивалентного (по суммарному дебиту) количества ВС. Преимущества ГС заключаются в повышенном дебите по сравнению с ВС, а также в меньших затратах, зависящих от времени и расхода материалов по строительству эквивалентного количества (по суммарному дебиту) ВС. В то же время чрезмерное увеличение горизонтального участка приводит к увеличению сроков бурения ГС и связанных с этим затрат, зависящих от времени и расхода материалов. Поэтому может оказаться, что дополнительно добытая нефть при увеличении длины скважины не компенсирует затрат на бурение дополнительной вертикальной скважины. Таким образом, имеется конфликтная ситуация, разрешение которой даст возможность определить экономически обоснованную длину горизонтального участка ГС.

Введем в рассмотрение текущее время t , отсчитываемое от начала строительства горизонтальной и первой вертикальной скважин, а также следующие обозначения:

$t_{б\ Г}$ — время бурения горизонтального участка скважины, сут;

$t_{б\ В}$ — время бурения вертикального участка ГС и ВС, сут;

$T_{мд}$ — время монтажа-демонтажа буровой установки (БУ), сут;

$T_{тр}$ — время транспортировки БУ на новую точку при бурении ВС, сут;

K — число вертикальных скважин, эквивалентных по дебиту одной горизонтальной скважине;

$Q_{г}, Q_{в}$ — дебит ГС и ВС, т/сут;

$C_{н}$ — стоимость 1 т добытой нефти, тыс. руб/т;

$t_{о\ г}, t_{о\ в}$ — время освоения ГС и ВС, сут;

$C_{г}, C_{в}$ — стоимость 1 м проходки ГС и ВС, тыс. руб/м;

L, l — глубина ВС и длина горизонтального участка ГС, м;
 $C_{\text{т}}$ — стоимость 1 т обсадных и эксплуатационных труб,
руб/т;

g — вес 1 м труб, т/м;

$C_{\text{ц}}, C_{\text{р}}$ — стоимость 1 т цемента и 1 м³ бурового раствора,
руб/т;

$a_{\text{ц}}, a_{\text{р}}$ — норма расхода цемента и бурового раствора, т/м³
и м³/м;

$C_{\text{б}}$ — стоимость содержания одной бригады в сутки,
тыс. руб/сут.

Тогда доход от бурения одной ГС к моменту времени
 $t > t_{\text{б в}} + t_{\text{б г}} + t_{\text{о г}}$, выраженный через стоимость добытой
нефти,

$$D_{\text{г}} = C_{\text{н}} Q_{\text{г}} (t - t_{\text{б в}} - t_{\text{б г}} - t_{\text{о г}}). \quad (3.19)$$

К этому же моменту времени t доход от первой верти-
кальной скважины (так как $t_{\text{б в}} < t_{\text{б г}}$)

$$D_{\text{в1}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} (t - t_{\text{б в}} - t_{\text{о в}}). \quad (3.20)$$

Для второй вертикальной скважины, считая, что бурение
проводится одним станком и одной буровой бригадой, мож-
но записать

$$D_{\text{в2}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} [t - (T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) - 2(t_{\text{б в}} - t_{\text{о в}})]. \quad (3.21)$$

В выражении (3.21) учтено, что на бурение первой ВС за-
трачено время $(t_{\text{б в}} + t_{\text{о г}})$, затем БУ необходимо демонтировать,
а после транспортировки осуществить монтаж на новой точ-
ке и пробурить вторую скважину.

По аналогии с (3.21) для K -й вертикальной скважины мож-
но записать

$$D_{\text{вк}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} [t - K(t_{\text{б в}} - t_{\text{о в}}) - (K - 1)(T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}})]. \quad (3.22)$$

Суммарный доход от K вертикальных скважин

$$D_{\text{в}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} \left[Kt - \frac{K(K + 1)}{2} (t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}}) - \frac{K(K - 1)}{2} (T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) \right]. \quad (3.23)$$

Запишем теперь затраты на бурение одной ГС и эквива-
лентных K и ВС:

затраты на бурение

$$W_{\text{г б}} = C_{\text{г}}(l + L); \quad W_{\text{в б}} = KC_{\text{в}}L;$$

затраты на обсадные и эксплуатационные трубы

$$W_{\text{г т}} = C_{\text{т}}(L + l)g; \quad W_{\text{в т}} = KC_{\text{т}}gL;$$

затраты на тампонажный и буровой растворы

$$W_{\Gamma \text{ м}} = C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} L + C_{\text{р}} a_{\text{р}} (l + L);$$

$$W_{\text{в м}} = K C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} L + K C_{\text{р}} a_{\text{р}} L;$$

затраты на содержание буровых и других бригад

$$W_{\Gamma \text{ бр}} = C_{\text{б}}(t_{\text{б } \Gamma} + t_{\text{о } \Gamma}); \quad W_{\text{в бр}} = C_{\text{б}}(t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}})K + K C_{\text{б}}(T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}).$$

Тогда доход ГС и ВС за вычетом материальных и временных затрат

$$S_{\Gamma} = D_{\Gamma} - W_{\Gamma \text{ б}} - W_{\Gamma \text{ т}} - W_{\Gamma \text{ н}} - W_{\Gamma \text{ б}};$$

$$S_{\text{в}} = D_{\text{в}} - W_{\text{в б}} - W_{\text{в т}} - W_{\text{в н}} - W_{\text{в б}}.$$

Так как дебиты всех ВС можно считать равными, то условие эквивалентности дебитов ГС и ВС можно записать в виде

$$Q_{\Gamma} = K Q_{\text{в}}. \quad (3.24)$$

Целевую функцию для определения оптимальной длины горизонтального участка ГС запишем в следующем виде:

$$\Gamma = S_{\Gamma} - S_{\text{в}}. \quad (3.25)$$

Учитывая (3.19), (3.22) – (3.24), задачу выбора оптимальной длины горизонтальной части ГС можно сформулировать следующим образом: найти максимум функции (3.25) при ограничениях

$$0 < l \leq 2R_{\text{к}}. \quad (3.26)$$

Ограничение (3.26) означает, что длина горизонтального участка не может быть больше удвоенного радиуса контура питания $R_{\text{к}}$.

Тогда, учитывая (3.24), можно записать, что $C_{\text{н}} Q_{\Gamma} t = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} K t$ и выражение (3.25) примет вид

$$\begin{aligned} \mathcal{E} = & \left\{ C_{\text{н}} Q_{\text{в}} \left[\frac{K(K+1)}{2} (t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}}) + \frac{K(K-1)}{2} (T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) - \right. \right. \\ & - K(t_{\text{б в}} + t_{\text{б } \Gamma} + t_{\text{о } \Gamma}) + KL(C_{\text{в}} + C_{\text{тд}} + C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} + C_{\text{р}} a_{\text{р}}) + C_{\text{б}} K(t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}} + \\ & + T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) - L(C_{\Gamma} + C_{\text{тд}} + C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} + C_{\text{р}} a_{\text{р}}) - l(C_{\Gamma} + C_{\text{тд}} + C_{\text{р}} a_{\text{р}}) - \\ & \left. \left. - C_{\text{б}}(t_{\text{б } \Gamma} + t_{\text{о } \Gamma}) \right\}. \quad (3.27) \end{aligned}$$

В данном выражении неизвестными являются K и l . Более

того, длина горизонтального участка l в неявном виде входит в длительность бурения $t_{б\text{ г}}$ и освоения $t_{о\text{ г}}$ горизонтального участка скважины. Для их определения необходимы сбор статистических данных и построение моделей вида $t_{б\text{ г}} = f_1(l)$ и $t_{о\text{ г}} = f_2(l)$. Причем эти модели имеют существенно нелинейный вид.

В то же время из анализа уравнения (3.27) следует, что ориентировочное значение K можно найти из выражения, заключенного в квадратные скобки. Допустим, время строительства вертикальной скважины равно T , т.е. $t_{б\text{ в}} + t_{о\text{ в}} = T$, а время монтажа-демонтажа и транспортировки БУ обычно составляет $0,2T$. Пусть также время строительства горизонтальной скважины равно $3T$ (т.е. в 3 раза больше). Тогда из (3.27) имеем $(K+1)T + 0,2(K-1)T - 6T > 0$. Отсюда следует, что $K > 5$.

Таким образом, поставленная задача выбора оптимальной длины горизонтального участка скважины позволяет наиболее полно учесть экономические соображения при проводке горизонтальных скважин. Однако практическое решение задачи в настоящее время не может быть реализовано из-за отсутствия необходимой информации о стоимости 1 м горизонтальной скважины.

3.10. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНЫЙ МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ ПЗП

Гидропескоструйный метод является высокоэффективным средством сообщения ствола скважины с продуктивным пластом.

Разрушение преград (обсадных колонн, цементного камня и горной породы) при гидропескоструйном методе осуществляется за счет использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из насадок специального глубинного устройства — пескоструйного перфоратора.

Основными видами гидропескоструйных обработок являются:

- вскрытие пластов при опробовании и испытании разведочных скважин;

- вскрытие продуктивных пластов в скважинах, оборудуемых для совместно-раздельной закачки воды и эксплуатации двух или более пластов в одной скважине;

вскрытие глубокозалегающих пластов, а также пластов с высокими пластовыми давлениями и температурами;
вскрытие пластов с трещиноватыми коллекторами;
вскрытие слабопроницаемых цементированных пластов;
вскрытие пластов после проведения изоляционных работ и капитального ремонта скважин;
вскрытие пластов с последующим гидравлическим разрывом для освоения закачки воды в нагнетательные скважины и увеличения продуктивности нефтяных скважин;
вскрытие пластов, перекрытых двумя и более колоннами;
работы по вырезке обсадных и других колонн для извлечения их из скважины;
создание специальных отверстий для цементирования при устранении затрубной циркуляции.

Гидропескоструйное вскрытие не дает должного эффекта в интервалах ранее обработанных соляной кислотой или гидроразрывом, а также при повторном вскрытии высокопроницаемых пластов с низким пластовым давлением или сильно обводненных.

Гидропескоструйная обработка осуществляется с помощью специальных устройств — гидроперфораторов, позволяющих направлять песчано-жидкостные смеси в преграду через насадки из специальных абразивоустойчивых материалов.

Промышленностью выпускается три типоразмера насадок с внутренним диаметром 3; 4,5 и 6 мм.

Насадки диаметром 3 мм применяют для вырезки прихваченных труб в обсаженных скважинах, а также в случаях, когда глубина резания должна быть минимальной.

Насадки диаметром 4,5 мм применяют при перфорации скважин, а также при других видах обработки, когда процесс ограничивается темпом прокачки жидкости.

Насадки диаметром 6 мм применяют при обработках, ограниченных давлением, а также во всех случаях, когда глубина вскрытия должна быть максимальной (разведочные скважины, инициирование трещин ГРП и т.п.).

При вскрытии пластов перфорацией применяют пескоструйные перфораторы АП6М конструкции ВНИИ, обеспечивающие создание точечных и щелевых каналов в пластах и представляющие собой устройство, позволяющее направлять струи жидкости с песком в стенку скважины через специальные насадки, изготовленные из абразивоустойчивого материала.

Перфоратор предназначен для создания каналов и щелей в скважинах с открытым забоем и обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 3 1/2" и более, вырезки обсаженных колонн тех же диаметров, расширения забоев в необсаженных скважинах и установки водоизоляционных экранов.

Осуществление указанных операций одним перфоратором достигается сочетанием различных вариантов расположения насадок и заглушек в корпусе перфоратора, а также перемещением перфоратора вокруг или вдоль оси скважины.

Техническая характеристика перфоратора АП6М

Тип перфоратора.....	АП6М100	АП6М80
Диаметр, мм.....	100	80
Длина, мм.....	835	780
Минимальный диаметр колонны, в которой возможно проводить перфорацию, дюйм.....	5 3/4	3 1/2
Масса, кг.....	24	17
Допустимый перепад давления, МПа.....	60	60
Допустимая забойная температура.....	Не лимитируется	

Устройство перфораторов АП6М. Пескоструйный перфоратор АП6М100 (рис. 3.27) состоит из корпуса 3; узла насадки 5, в комплект которого входят насадка, держатель насадки и стопорное кольцо; хвостовика 1; центратора 2; заглушек 6; клапана перфоратора 4 и клапана опрессовки труб 7.

Симметричная конструкция корпуса перфоратора позволяет 2 1/2" резьбой подсоединяться с любой стороны к трубам или устанавливать хвостовик с центратором корпуса перфоратора. За 2 1/2" резьбой расположена камера опрессовочного клапана 7, служащего для опрессовки колонны труб.

На корпусе перфоратора имеется 10 резьбовых отверстий, расположенных в трех горизонтальных плоскостях. В эти резьбовые отверстия монтируются узлы насадок. Для того чтобы сохранить габариты перфоратора, а также предупредить прихваты и удары узла насадок о стенки скважины при спускоподъемных операциях, узел насадки размещается заподлицо с корпусом перфоратора.

Торец шестигранника держателя насадки предохраняет корпус перфоратора от разрушения отраженной струей жидкости с песком. По мере износа шестигранника держатели заменяются. В держателях имеется конусное гнездо, в которое запрессовывается насадка. Стопорное кольцо фиксирует насадку в держателе.

Насадки перфоратора изготавливаются из абразивостойких сплавов ВК6 и ВК6М. Они имеют коноидальный вход и

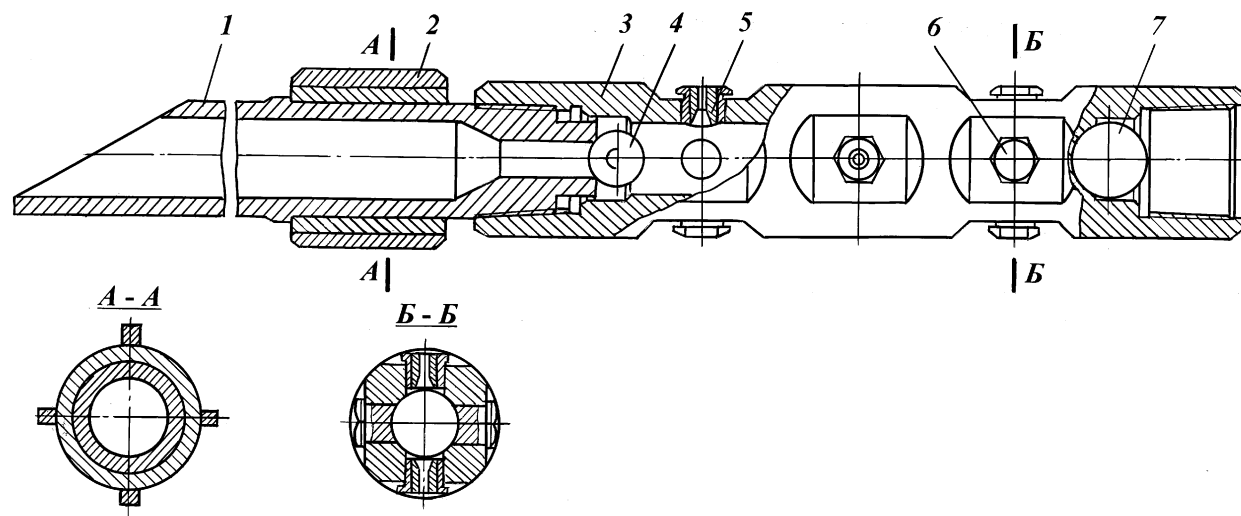


Рис. 3.27. Перфоратор АП6М100

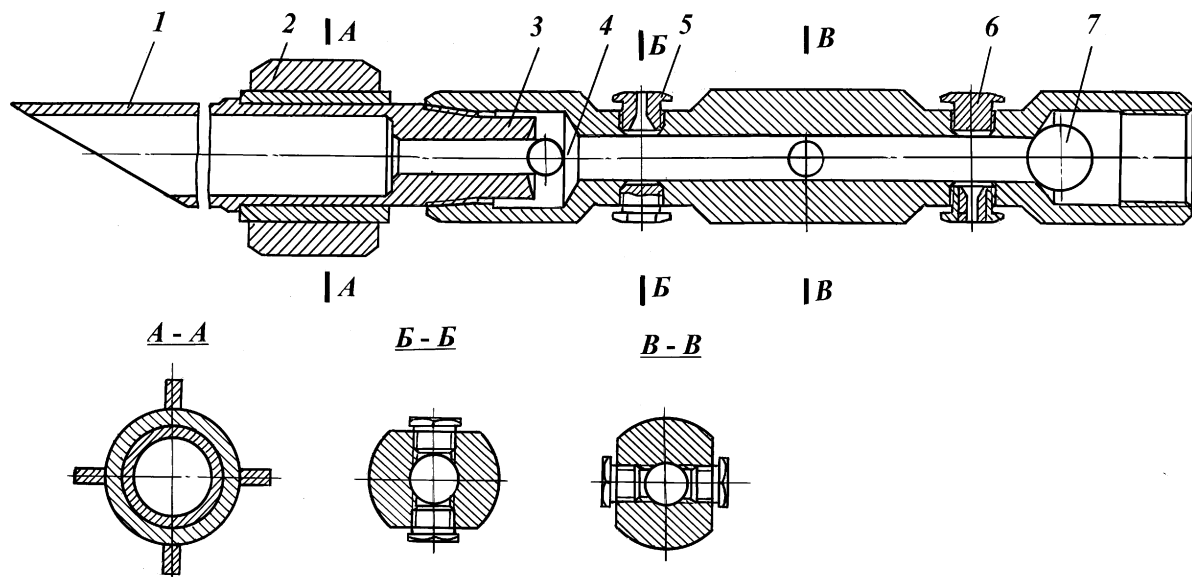


Рис. 3.28. Перфоратор АП6М80:

1 — хвостовик; 2 — центратор; 3 — корпус; 4 — клапан перфоратора; 5 — узел насадки; 6 — заглушка; 7 — опрессовочный клапан

конусную проточную часть (конусность $0^{\circ}20'$) с диаметрами на входе 3,0; 4,5; 6,0 мм.

Для промывки скважин перфоратор снабжен хвостовиком с пером. В комплект перфоратора входят сменные центраторы для 5 и 6-дюймовых обсадных труб, которые монтируются на цилиндрической части хвостовика. Верхний торец хвостовика служит седлом клапана перфоратора 4.

Перфоратор АП6М80 (рис. 3.28) конструктивно отличается от перфоратора АП6М100. В нем сокращено число насадок до 6; уменьшены — внутренний диаметр до 30 мм, а подсоединительные резьбы до 2", причем узел насадки выполнен также, как и в перфораторе АП6М100.

При гидropескоструйном вскрытии несколько маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большом расстоянии, а также пластов большой мощности и с аномально высоким пластовым давлением, целесообразно применять блок гидropескоструйных перфораторов ПЗК1.

Он позволяет осуществлять последовательную перфорацию снизу вверх одного или нескольких пластов независимо от расстояния между ними, без подъема труб и без прекращения подачи песчано-жидкостной смеси.

Техническая характеристика ПЗК

Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется устройство, мм.....	141 и более
Максимально допустимое давление, МПа.....	50,0
Допустимая температура на забое, °С.....	100
Подсоединительная резьба.....	Насосно-компрессорная 73 по ГОСТ 33—33

Принцип работы и конструкция ПЗК. Устройство включает в себя до пяти отдельных перфораторов, соединяемых между собой патрубками или трубами (рис. 3.29).

Внизу сборки монтируется перфоратор, отличающийся тем, что шаровой клапан и седло клапана вмонтированы в него стационарно (рис. 3.30, в), при этом узел выполнен так, что обеспечивается обратная промывка скважины.

Четыре верхних перфоратора имеют одну типовую конструкцию (рис. 3.30, а, б), состоящую из корпуса 1 с заплечиками 9, клапанного шара 5, затвора 4, уплотнительных колец 6, насадок 2, держателей насадок 3, фиксатора 7 и винта фиксатора 8.

Диаметр посадочных гнезд четырех верхних перфораторов подобраны таким образом, чтобы клапанные шары нижних перфораторов свободно проходили через посадочные гнезда всех верхних перфораторов.

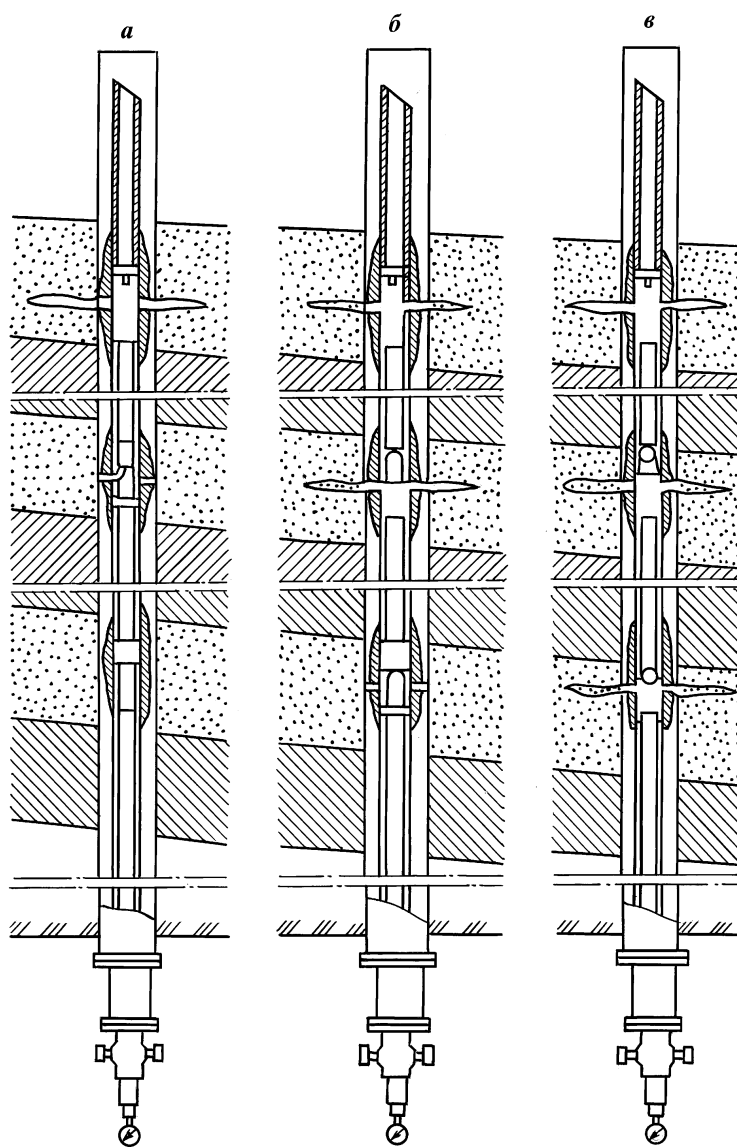


Рис. 3.29. Схемы осуществления непрерывной гидроджетной перфорации с применением устройства ПЗК:
а — вскрытие первого (нижнего) интервала; *б* — вскрытие второго интервала; *в* — вскрытие третьего интервала

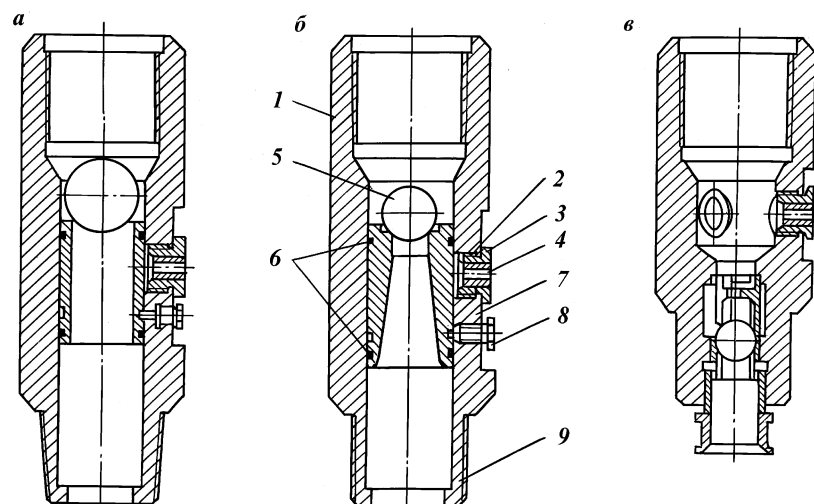


Рис. 3.30. Устройство для гидropескоструйной перфорации скважин – ПЗК

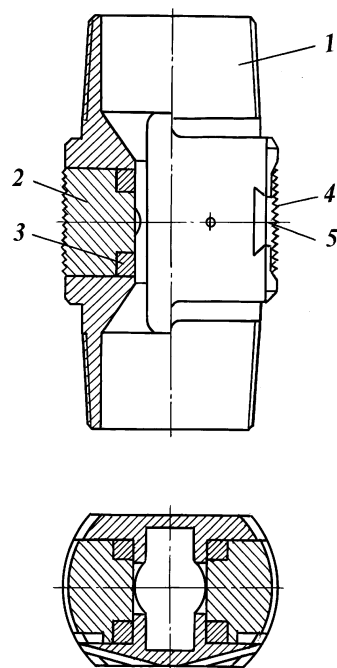


Рис. 3.31. Фиксатор ФГ

Принцип работы ПЗК заключается в следующем.

После установки нижнего перфоратора на заданной глубине и обратной промывки скважины проводят обработку первого интервала, вскрыв который и не останавливая процесс, через лубрикатор дозатором шаров вводят клапанный шар второго снизу перфоратора. Шар садится в гнездо затвора и перекрывает доступ жидкости к насадкам нижнего перфоратора, в результате чего давление в трубах повышается. При давлении 3,0 МПа срезается винт фиксатора и затвор перемещается, открывая доступ песчано-жидкостной смеси к насадкам второго снизу перфоратора.

По окончании работ во втором от низа интервале из лубрикатора подают следующий шаровой клапан, который, перекрыв гнездо в затворе, прекращает доступ жидкости к насадкам перфоратора обработанного интервала и позволяет осуществлять обработку следующего.

По описанной схеме (см. рис. 3.29) производится обработка и последующих интервалов, число которых определяется числом перфораторов в сборке.

Ввод шаровых клапанов может осуществляться не только через лубрикатор, но и через другие устройства типа байпаса или лубрикатора.

Для предупреждения обрыва и снятия растягивающих напряжений в колонне труб при гидropескоструйном вскрытии и формировании ПЗП используется фиксатор ФГ для фиксации и центровки перфоратора в заданном интервале обработки.

Техническая характеристика фиксатора ФГ

Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется фиксатор, мм.....	От 120 до 168
Максимально допустимое давление, МПа	50,0
Допустимая температура на забое, °С.....	100
Удерживающая способность фиксатора при давлении 22,0 МПа, т.....	7,7; (для Ф-95); 12,1 (для Ф-116, Ф-139)
Подсоединительные резьбы, дюйм.....	2 (для Ф-95, Ф-116); 2 1/2 (для Ф-139)

Принцип работы и конструкция фиксатора ФГ. Фиксатор гидropескоструйного перфоратора (рис. 3.31) состоит из корпуса 1, имеющего подсоединительные насосно-компрессорные резьбы, которыми фиксатор соединяется с трубами и перфоратором. В корпусе вставлены плашки 2 манжетой уплотнения 3.

Во избежание проворачивания плашек в процессе спуска фиксатора в скважину и для удержания их от выпадения при

транспортировке в корпусе имеются гнезда в виде ласточкиного хвоста, в которые вставлены планки 4, закрепленные винтами 5.

При нагнетании песчано-жидкостной смеси плашка фиксатора выдвигается до упора в стенку колонны и удерживает перфоратор и колонну труб в заданном положении.

Для создания круговых горизонтальных щелей или каналов-секторов в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта гидropескоструйным методом применяется глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ1 (рис. 3.32). Вращатель применяется в скважинах диаметром 120 мм и более:

- при вскрытии продуктивного пласта;
- для направленного инициирования трещин гидроразрыва;
- при установке водоизоляционных экранов;
- при вырезке обсадных колонн.

Техническая характеристика ВГ1

Количество полных оборотов.....	3
Скорость вращения перфоратора.....	Регулируется длиной, диаметром капилляра и вязкостью жидкости, заполняющей подпоршневую полость
Максимальный наружный диаметр, мм.....	115
Минимальный внутренний диаметр, мм.....	28
Длина, мм.....	1700
Давление испытания, МПа.....	50,0
Рабочее давление, МПа.....	15,0—30,0
Максимально допустимая температура, °С ...	100
Масса, кг.....	80

Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ1 представляет собой гидравлический поршневой двигатель, использующий энергию потока рабочей жидкости.

Он состоит из следующих деталей (см. рис. 3.32): переходника перфоратора 1, уплотнительных колец 2, 8, 9, 18, 19, стопорных шайб 3, 7, гайки 4, шайбы 5, упорной втулки 6, шарикоподшипника 10, капилляра 11, корпуса 12, запорочного клапана 13, полого вала 14, гайки со стаканом, стопорных винтов 15, стопорного кольца 16, поршня 17, фильтра, переходника труб.

Вращатель выполнен в виде цилиндра (корпус 12), внутри которого помещен кольцевой поршень 17,двигающийся по верхней цилиндрической части полого вала 14. Полный вал 14 опирается на упорный подшипник 10. Поршень 17 внешней поверхностью контактирует с корпусом 12, а внутренний — с полым валом 14 (через уплотнения соответственно 18 и 19).

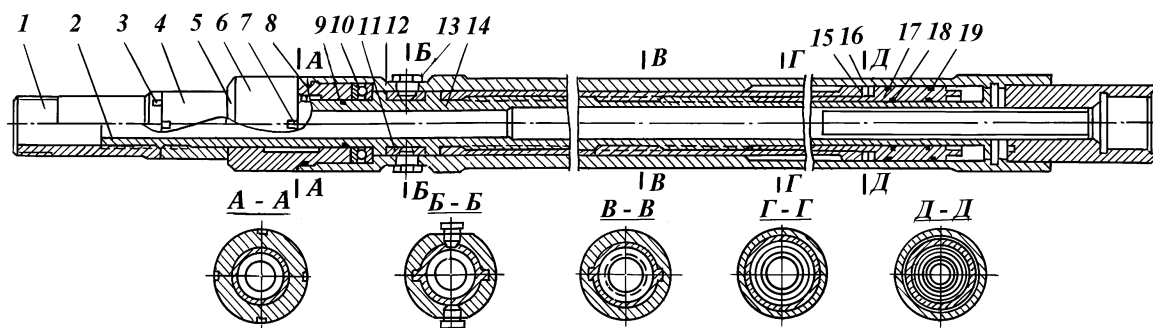


Рис. 3.32. Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ1

На полом вала 14 имеется наружная резьба, находящаяся в зацеплении с такой же резьбой в гайке со стаканом 15. На гайке со стаканом 15 имеются выступы, которые входят в соответствующие им пазы корпуса 12 (см. рис. 3.32 сечение В—В), благодаря чему на резьбовом участке гайка со стаканом движется поступательно, а вал с закреплением на нем перфоратором вращаются.

Возникающие осевые усилия воспринимаются упорным подшипником 10, расположенным в корпусе 12 и опирающимся на упорную втулку 6. Осевой зазор упорного подшипника 10 регулируется гайкой 4.

На хвостовую часть полого вала закрепляется переходник перфоратора 1, служащий для присоединения перфоратора.

Переходником труб устройство соединяется с колонной труб. Хвостовая часть переходника труб является сепаратором, предупреждающим попадание песка в надпоршневую полость.

При нагнетании жидкости в трубы давление воздействует на поршень 15, и он вместе с гайкой со стаканом 15 опускается. Так как гайка со стаканом 15 не может вращаться, то вращается полый вал 14, к которому присоединен перфоратор. Чтобы вращение перфоратора проходило с нужной скоростью, подпоршневое пространство через заправочный клапан 13 заполняется жидкостью, которая выдавливается поршнем 17 через капилляр 11 в межтрубное пространство. Подбирая значение вязкости жидкости, длину и сечение капилляра 11, устанавливают желаемую скорость вращения перфоратора.

Такая конструкция устройства для вращения перфоратора позволяет создавать в станке скважины кольцевые или прерывистые щели (в зависимости от скорости вращения, количества насадок и продолжительности обработки).

До спуска вращателя в скважину на ней проводятся подготовительные работы по глушению и промывке, а на накопнике вращателя закрепляется перфоратор, причем перед соединением вращателя и перфоратора в последнем устанавливаются шарик и чека (рис. 3.33).

Чека монтируется в верхних заглушках перфоратора и служит ограничителем подъема шарика клапана, предупреждающим перекрытие труб при обратных промывках.

Вращатель спускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах, при этом на расстоянии одной или двух труб от вращателя устанавливается муфта-репер

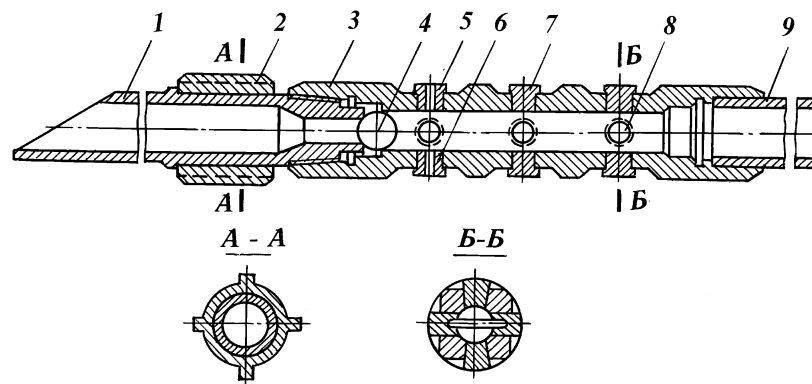


Рис. 3.33. Соединение перфоратора и вращателя:

1 — промывочное перо; 2 — центратор; 3 — корпус; 4 — шаровой клапан; 5 — держатель насадки; 6 — насадка; 7 — заглушка; 8 — чека; 9 — переходник перфоратора

(цилиндр длиной не менее 0,5 м и толщиной стенок 25—30 мм).

Спуск инструмента на заданную глубину в скважину производится с тщательным замером длины спущенного оборудования.

Скважина промывается обратной промывкой, объемом промывочной жидкости, равным 2—3 объемам спущенных труб. Темп закачки промывочной жидкости принимается равным темпу закачки рабочей жидкости. В процессе промывки скважины определяются потери давления на трение.

Геофизическими методами определяется положение муфты-репера и базисного горизонта, зная которые и меру инструмента ниже муфты-репера, перфоратор устанавливают на заданную глубину.

Для улавливания крупной механической взвеси (шлама, гравия) из потока рабочей жидкости, в результате чего предупреждается закупорка насадок в процессе гидropескоструйных обработок скважин, применяется фильтр ФЦ-1.

Фильтр, монтируемый на нагнетательной линии, улавливает частицы шлама и гравия, попадающие в поток из пескосмесителя, а фильтры на выкиде очищают поток от обломков породы пласта, выносимых при гидropескоструйных обработках скважин.

Техническая характеристика фильтра ФЦ-1

Размер частиц, улавливаемых фильтрами, мм	4 и более
Давление (опрессовка), МПа	50,0
Давление (рабочее), МПа	20,0–35,0
Число рабочих отверстий фильтра	530
Объем рабочей камеры, см ³	2000
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	105
длина	915
Масса, кг	24

Фильтр ФП (рис. 3.34) представляет собой две концентрично расположенные трубы – фильтровую трубу 3 и кожух 2. Кроме того, в конструкцию фильтра входят два переходника 1, 4, с помощью которых собранный фильтр подсоединяется в обвязку скважины. Переходник 1 является также деталью, соединяющей кожух с фильтровой трубой.

Кожух 2 на концах имеет внутреннюю насосно-компрессорную резьбу, которая служит для подсоединения переходников 1, 4.

На боковой поверхности фильтровой трубы 3 просверлено 12 рядов отверстий диаметром 4 мм; по 42 отверстия в каждом ряду. На конце фильтровой трубы имеется наружная насосно-компрессорная резьба, с помощью которой она соединяется с переходником 1. Торец фильтровой трубы заглушен диском, в котором просверлено 26 отверстий. Суммарное число отверстий в фильтровой трубе составляет 530. При таком количестве рабочих отверстий их площадь превышает сечение манифольда в 3,5 раза, благодаря чему устройство не создает дополнительных гидравлических сопротивлений в манифольде.

При движении смеси жидкости с песком или отработанной пульпы частицы, размер которых превышает диаметр отверстий, выпадают и скапливаются в кожухе, а очищенный поток песчано-жидкостной смеси поступает по насосно-компрессорным трубам к насадкам в перфораторе или в пескосмеситель.

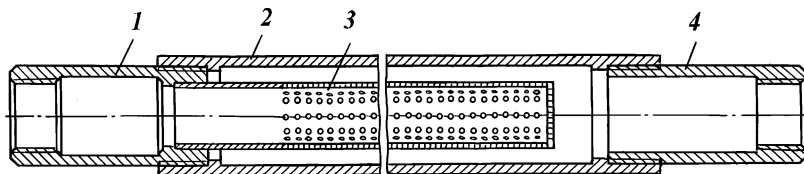


Рис. 3.34. Фильтр ФП

На рис. 3.35 проводятся характерные кривые ГК и НГК, полученные при контроле за местоположением перфоратора в скв. 313.

Из приведенных кривых так же видно, что глубина установки перфоратора хорошо определяется как методом ГК, так и методом НГК, но на кривой НГК лучше отбиваются продуктивные пласты и особенно базисный горизонт – кыновские глины, поэтому местоположение перфоратора предпочтительно определять снятием кривой НГК.

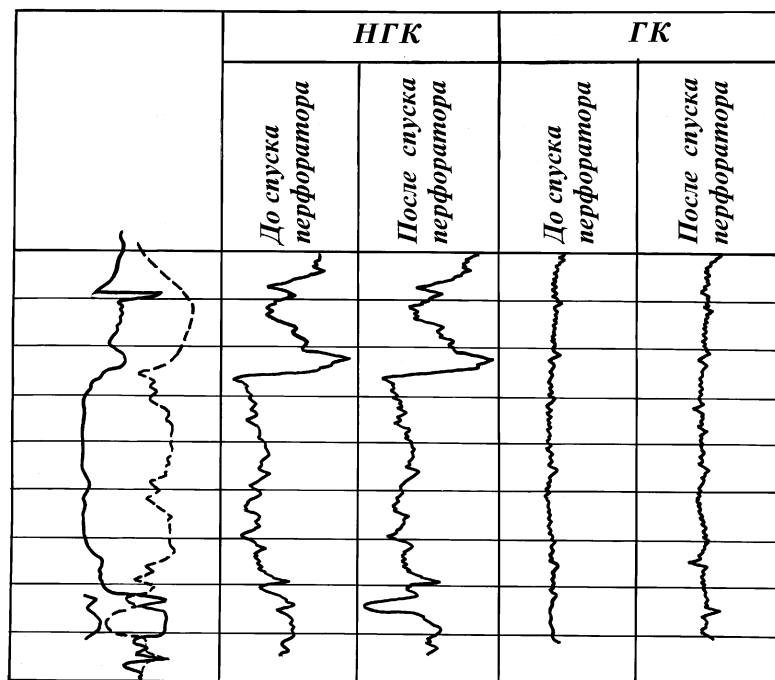


Рис. 3.35. Контроль за местоположением перфоратора гамма-методом

По этому способу при спущенном перфораторе малогабаритным прибором РКМ-4 снимается кривая НГК. По кривой НГК определяются отметки базисного горизонта или продуктивного пласта, а также местоположение муфты-репера по отношению к ним. Методом НГК четко отбивается муфта длиной 0,5 м с толщиной стенки 15 мм при скорости подъема индикатора не выше 80 м/ч.

По отметкам муфты-репера и интервалов пластов или базисного горизонта производится установка перфоратора на заданную глубину, при этом учитывается вытяжка труб от давления в процессе гидropескоструйной обработки. Растяжение колонны насосно-компрессорных труб от давления нагнетания определяется по формуле

$$\Delta l = \frac{psL}{FE\xi}, \quad (3.28)$$

где Δl — приращение длины; p — давление нагнетания; s — внутренняя площадь поперечного сечения НКТ; L — длина колонны НКТ; F — площадь поперечного сечения тела НКТ; E — модуль Юнга; ξ — коэффициент, учитывающий трение труб о колонну, $\xi = 1,5 \div 3$.

4

ГЛАВА

ПРОЦЕССЫ, ПРОИСХОДЯЩИЕ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА НА СТАДИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Гидродинамические исследования проводятся с целью определения рациональных режимов эксплуатации скважин, коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины, пьезопроводности, коэффициента гидродинамического совершенства скважины, оценки качества освоения.

По каждой вновь вводимой из бурения скважине ведется комплекс гидродинамических исследований, включающий:

исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с построением индикаторных диаграмм, определением коэффициента продуктивности и оценкой значения гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины и коэффициента гидродинамического совершенства скважины;

исследование профиля притока с получением зависимости суммарного расхода жидкости q и ее обводненности n_v от глубины измерения H в пределах общего интервала перфорации и определением дебитов жидкости Δq и обводненности n'_v для отдельных участков перфорированного интервала;

отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента нефти.

4.1. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

4.1.1. ОБОБЩЕНИЕ ПОНЯТИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

В промысловой практике для эффективного планирования и регулирования процесса разработки месторождения необходимо знать потенциальные возможности каждой скважины. Сравнение фактических и потенциальных продуктивных характеристик скважин дает возможность оценивать эффективность выбранной технологии заканчивания скважин и проводимых технологических операций, позволяет правильно выбрать методы интенсификации притока в скважину.

Приток жидкости или газа в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов. Целесообразно выделять следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин (рис. 4.1):

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

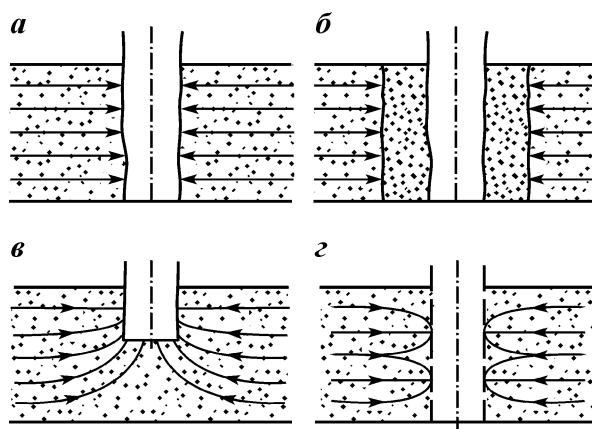


Рис. 4.1. Схемы притока в гидродинамически совершенную скважину (а) и гидродинамически несовершенные скважины по качеству ($\hat{a}$), степени ($\hat{a}$) и характеру ($\hat{a}$) вскрытия продуктивного пласта

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

по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

На основании сказанного, формула фактического дебита $Q_{\text{ф}}$ реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все перечисленные виды гидродинамического несовершенства, примет следующий вид:

$$Q_{\text{ф}} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}}{\omega_{\text{осн}} - \omega_{\text{доп}}} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} \right)}, \quad (4.1)$$

где C_1, C_2 — безразмерные коэффициенты; $\omega_{\text{осн}}, \omega_{\text{доп}}$ — основное и дополнительное фильтрационные сопротивления,

$$\omega_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh} (C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}}),$$

где $S_{\text{б}}, S_{\text{п}}$ — показатель несовершенства скважины соответственно из-за влияния бурового раствора и перфорации.

Для расчетов притока жидкости или газа к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса. Приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины. На основании данного определения формулу (4.1) запишем в виде

$$Q_{\text{ф}} = \frac{2\pi kg(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} \right)} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}}. \quad (4.2)$$

Из этого равенства легко получается выражение для приведенного радиуса

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{с}} e^{-(C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}})}.$$

Подстановка в формулы притока приведенного радиуса вместо действительного радиуса скважины обеспечивает замену одной реальной или системы реальных скважин их гидродинамическими эквивалентами — совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами, что значительно упрощает гидродинамические расчеты, поскольку вме-

сто сложных расчетно-аналитических зависимостей, описывающих приток в реальные несовершенные скважины, становится возможным применять простые формулы Дюпюи для гидродинамически совершенных скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины характеризуется коэффициентом гидродинамического совершенства φ , под которым понимают отношение фактического дебита Q_{ϕ} скважины к дебиту Q_c этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т.е. если бы скважина, при прочих равных условиях, имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость пористой среды в призабойной зоне). Из этого определения и с учетом формул (4.1) и (4.2) следует, что

$$\varphi = \frac{Q_{\phi}}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 + S_6 + S_{\Pi}} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_{\text{пр}}}}. \quad (4.3)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства является одной из важных характеристик и подлежит определению для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности.

Строение пористой среды вокруг скважины и состояние ее забоя в общем случае могут иметь очень сложную картину. Соответственно столь сложной будет и картина притока в гидродинамически несовершенную скважину.

Определение степени гидродинамического совершенства скважин различными исследователями проводилось теоретически (аналитическими и численными методами), экспериментально и по промысловым данным.

4.1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

На протяжении десятков лет различными исследователями велось изучение продуктивности гидродинамически несовершенных скважин. Исследование притока нефти или газа в гидродинамически несовершенную скважину проводилось аналитически и экспериментально. С появлением компьютеров появилась возможность для этой цели применять численные методы.

Аналитическое решение задачи притока жидкости в несовершенную скважину сводится к решению уравнения Лапласа в цилиндрических координатах для определенной группы граничных условий:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0,$$

где Φ — функция потенциала; r, z — горизонтальная и вертикальная координаты соответственно в радиальной системе координат.

Полученные формулы оказались малоприменимыми для практического использования из-за их сложности и неточности.

Метод электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанный на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах, позволяет быстро получать количественный результат для существенно трехмерных задач фильтрации, трудно поддающихся аналитическому решению. При этом электрические токи являются аналогом расходов фильтрующейся жидкости, направления — аналогом перепадов давления, а омические сопротивления — аналогом фильтрационных сопротивлений.

Метод ЭГДА был применен В.И. Щуровым с целью изучения влияния степени и характера вскрытия пласта на дебит скважины. Были использованы гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из изоляционного материала с вмонтированными цилиндрическими электродами правильной формы в качестве модели перфорированной скважины. Сравнение протекающих токов при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду (электролит), геометрически подобную пластовой системе, позволило определить возникающие омические сопротивления, а от последних по ЭГДА перейти к фильтрационным сопротивлениям. В результате обработки экспериментальных данных были найдены значения безразмерных коэффициентов C_1 и C_2 для различных условий вскрытия пласта и построены известные графики В.И. Щурова, которые широко используются в практике и теории разведки и разработки месторождений нефти и газа.

И.Н. Гайворонским, Р.Г. Ахмадеевым и А.А. Мордвиновым была проведена математическая обработка эксперимен-

тальных данных В.И. Щурова и получены следующие формулы:

$$C_1 = 7,86(0,31\ln^2 h' - 0,25\ln h')(0,03 + 0,14\ln \frac{h}{D} + 0,04\ln^2 \frac{h}{D}); \quad (4.4)$$

$$C_2 = 3,58(0,34 - 0,31\ln \frac{l_k}{D} + 0,17\ln^2 \frac{l_k}{D})(2,07 - 1,64\ln nD + 0,41\ln^2 nD) \times \\ \times (0,3 - 0,24\ln \frac{d_k}{D} + 0,01\ln^2 \frac{d_k}{D}) - 1, \quad (4.5)$$

где h' — относительное вскрытие пласта; h — эффективная толщина пласта, м; D — диаметр скважины, м; l_k — средняя эффективная длина перфорационных каналов, м; d_k — диаметр перфорационных каналов, м; n — плотность перфорации, отв/м.

Формулы (4.4) и (4.5) дублируют графики Щурова. Однако использование этих формул уменьшает вероятность и значение ошибок за счет интерполяции. Они удобны при расчетах на компьютере.

Техника лабораторного моделирования не позволяет изучать влияние на дебит скважины всех видов несовершенства, в частности, — изменения проницаемости породы. Это удалось сделать только благодаря применению компьютеров. Такие исследования проведены в США.

Математическая обработка некоторых результатов решения американскими исследователями задачи продуктивности перфорированной скважины привела к получению следующей формулы:

$$S_6 = 5,8(0,1 - 0,01\ln \frac{k_1}{k} + 0,41\ln^2 \frac{k_1}{k})(3,53 - 1,44\ln n + 0,17\ln^2 n) \times \\ \times (0,42 - 0,07\ln l_k + 0,13\ln^2 l_k). \quad (4.6)$$

Формула (4.6) соответствует случаю, когда перфорационные каналы не выходят за зону пониженной проницаемости, и получена при изменении параметров в следующем диапазоне: k_1/k от 0,125 до 0,5; n от 4 до 52,4 отв/м; l_k от 0,05 до 0,30 м.

Поскольку реальные перфорационные каналы имеют неправильную геометрическую форму, а также измененное состояние пористой среды вокруг них, предложено реальные каналы заменять эквивалентными по пропускной способно-

сти каналами правильной геометрической формы с ненарушенной структурой пористой среды вокруг них. Для этой цели аналитически решена задача расчета расхода жидкости через цилиндрическую керновую модель с перфорационным каналом в центре и выполнены экспериментальные исследования по отстрелам кумулятивных зарядов и по определению пропускной способности полученных каналов на специально созданной установке "Пласт".

Рассмотренные методы позволяют определять продуктивность скважины с идеализированной картиной забоя и призабойной зоны. Ни экспериментальные, ни математические приемы не позволяют учесть все особенности реальной картины гидродинамического совершенства. Такая задача может быть решена только на основе промысловых данных.

4.1.3. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАНЫМ

Изменение проницаемости породы призабойной зоны и геометрия забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, для реальной скважины в промысловых условиях технологи не знают, например, каких размеров и формы получились перфорационные каналы, какова степень изменения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов и т.д. Нет достоверной информации и о многих других параметрах, по которым определяются значения дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить степень гидродинамического совершенства скважины по формуле (4.3) обычно не представляется возможным, поскольку достоверно не известны фактические значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления.

Некоторые специалисты считают, что нужна такая методика оценки степени гидродинамического совершенства скважин, которая бы не содержала в явном виде значений этих коэффициентов.

Так, на основе гидродинамических методов исследований скважин можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства. В формулу дебита реальной скважины, описывающую плоскорадиальную фильтрацию жидкости по линейному закону, вводится коэффи-

ент гидропроводности. Тогда формула (4.1) примет следующий вид:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi\epsilon(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}}}.$$

Переписав эту формулу относительно знаменателя, получим

$$\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} = \frac{2\pi\epsilon(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{Q_{\phi}} = \frac{2\pi\epsilon}{\eta_{\phi}}. \quad (4.7)$$

Тогда сумма дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры — коэффициенты гидропроводности пласта ϵ и продуктивности скважины η_{ϕ} .

Подставляя (4.7) в (4.3), получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \frac{\eta_{\phi}}{\epsilon} - \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}. \quad (4.8)$$

В полученной формуле значение коэффициента продуктивности η_{ϕ} определяется по результатам исследования скважины при установившихся режимах работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Значение коэффициента гидропроводности пласта ϵ определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах $\Delta p(t) - \ln t$. Из теоретических основ газогидродинамических исследований скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы следует, что коэффициент продуктивности, определенный по ИД, характеризует всю зону дренирования — от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует так называемую удаленную от скважины зону пласта с естественными (неизменными из-за вскрытия продуктивного пласта или из-за применения методов воздействия на призабойную зону) фильтрационными свойствами.

Таким образом, методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, основанная на формуле (4.8), построена на использовании результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы.

4.1.4. ВЛИЯНИЕ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ НА СТЕПЕНЬ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

Качество вскрытия пластов определяет большое число факторов, связанных с бурением продуктивного пласта, перфорацией скважин и конструкцией их забоев, а также с фильтрационными характеристиками пласта и физико-химическими процессами, происходящими в пористой среде призабойной зоны при бурении и перфорации. Многофакторность условий формирования состояния призабойной зоны и забоя скважины является одним из основных критериев возможности применения для оценки степени гидродинамической связи пласта и скважины методов математической статистики, которые широко применяются в различных областях науки и техники с целью оценки, прогнозирования, диагностирования, распознавания образов и т.д.

С целью исследовать влияние геолого-промысловых факторов на гидродинамическое совершенство скважин были собраны первичные геолого-промысловые данные почти по 500 скважинам нефтяных месторождений основных нефтедобывающих районов страны.

Выбирались скважины, в которых были проведены гидродинамические исследования при установившихся и неустановившихся режимах работы, т.е. по которым были известны коэффициент продуктивности скважины и коэффициент гидропроводности пласта. Анализ собранного геолого-промыслового материала и публикаций по вопросам вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией позволил в качестве влияющих факторов выбрать следующие: коэффициент проницаемости пласта, определенный по КВД; коэффициент пористости пласта; значение репрессии на пласт при вскрытии его бурением и перфорацией; водоотдачу бурового раствора; плотность перфорации; значение депрессии на пласт во время эксплуатации скважин; толщину пласта. Коэффициент гидродинамического совершенства определялся по формуле (4.8).

Статистическая связь между выбранными геолого-промысловыми факторами и коэффициентом гидродинамического совершенства скважин была найдена методом многофакторного корреляционного анализа с последовательным вводом факторов. За основу принято уравнение регрессии в виде произведения функций влияния отдельных факторов:

$$\varphi = \varphi(f_1 f_2 f_3 f_4 f_5 f_6 f_7), \quad (4.9)$$

где φ — среднее значение коэффициента совершенства по анализируемым скважинам; f — функция влияния отдельного фактора.

Расчет сделан на компьютере по 259 скважинам, вскрывшим преимущественно гранулярные коллекторы. Вид функции влияния каждого отдельного фактора выбирался по минимуму среднеквадратической ошибки аппроксимации из совокупности, включающей полиномы, логарифмическую, гиперболическую, степенную и показательную функции и их комбинации. Среднее значение коэффициента совершенства по скважинам оказалось равным 0,60. Это говорит о том, что средняя скважина работает на 60 % от своих потенциальных возможностей.

Полученные статистические зависимости позволяют сделать следующие важные для практики выводы.

Проницаемость является важнейшей характеристикой пласта. Это основной исходный параметр для составления всех проектных документов, по которым осуществляется разработка месторождений. Поэтому установление закономерностей влияния проницаемости пласта на гидродинамическое совершенство скважин логично считать одним из ключевых моментов и в решении задачи определения и прогнозирования степени совершенства. Статистическая обработка показала, что с увеличением проницаемости породы гидродинамическая связь пласта и скважины ухудшается. Причина — существующая технология вскрытия продуктивного пласта при репрессии, когда в качестве рабочего агента при бурении и перфорации используется раствор на водной основе с твердой фазой. Полученная зависимость указывает на необходимость применения раствора без твердой фазы хотя бы при перфорации, если нельзя более существенно изменить всю технологию вскрытия пласта.

Более высокая степень гидродинамического совершенства скважин в условиях высокопористых коллекторов, очевидно, связана с улучшением в процессе освоения и работы скважин очистки пор породы призабойной зоны от раствора, проникшего при заканчивании скважины. Отрицательное влияние репрессии также объясняется влиянием твердой фазы раствора. Обычно считается, что твердая фаза при бурении в гранулярном коллекторе проникает в пласт на сравнительно небольшую глубину, и применение современных кумулятивных перфораторов позволяет пробить образовавшуюся при бурении зону кольматации. Исключительно отрицательную роль будет играть наличие твердой фазы в растворе, кото-

рым заполнена скважина во время перфорации при репрессии, поскольку твердые частицы будут способствовать образованию зоны коьматации теперь уже вокруг образовавшихся перфорационных каналов, чем в значительной степени снизят гидродинамическую эффективность каналов. Очевидны преимущества перфорации скважин с использованием раствора без твердой фазы или перфорации при депрессии на пласт.

Интенсивность проникновения в пласт жидкой фазы бурового раствора характеризуется значением водоотдачи. С ростом водоотдачи раствора степень совершенства скважин снижается. Относительно невысокая степень влияния этого фактора подтверждает правильность полученных качественных и количественных результатов о влиянии на совершенство скважин проницаемости и пористости коллектора и репрессии на пласт при вскрытии, а также указывает на то, что более существенную роль играет проникновение в пласт не жидкой, а твердой фазы раствора.

Снижение, хотя и очень незначительное, эффективности гидродинамической связи пласта и скважины с увеличением плотности перфорации на первый взгляд противоречит сложившимся представлениям. Однако бытующее у производителей мнение о возможности существования повышения продуктивности скважин путем увеличения плотности перфорации является ошибочным, и ошибочность такого мнения обусловлена тем, что не учитываются условия в скважине при перфорации.

Во-первых, обычно применяемая технология предполагает наличие в скважине во время перфорации раствора, который использовался при бурении продуктивного пласта. Поэтому при наращивании плотности перфорации (а как известно, максимальная плотность перфорации за один спуск в зависимости от типа кумулятивного перфоратора не превышает 6–12 отверстий на 1 м) происходит заправка бурового раствора в уже готовые перфорационные каналы, чем дополнительно снижается их гидродинамическая эффективность. При этом ударная волна, которая распространяется от взрыва кумулятивных зарядов, приводит к дополнительной коьматации породы вокруг уже имеющихся перфорационных каналов и способствуют разрыву сольватных оболочек и набуханию глинистых минералов в породах.

Во-вторых, высокая плотность перфорации обычно наблюдается в тех случаях, когда скважина плохо осваивается, а это, как правило, результат сильного ухудшения проницаемо-

сти призабойной зоны при бурении продуктивного пласта. Если же в процессе бурения пласт не загрязнен или загрязнение незначительно, то скважина при первой же перфорации проявляет себя активно и увеличивать плотность перфорации не требуется.

Из установленной закономерности вытекает следующий важный для практики вывод: увеличением плотности перфорации нельзя полностью исправить те вредные последствия несовершенной технологии вскрытия продуктивных пластов бурением, которые имеют место в подавляющем большинстве скважин.

Значительный рост степени совершенства при увеличении депрессии, при которой скважины запускают в работу, объясняется тем, что после ввода скважины в эксплуатацию происходит самоочищение породы в призабойной зоне от проникших в процессе заканчивания скважины твердой и жидкой фаз раствора. Поэтому, если позволяют геолого-технические условия, желательно, чтобы скважина после освоения некоторое время поработала с максимально допустимой депрессией. Данная рекомендация справедлива только для гранулярных коллекторов.

Зависимость гидродинамического совершенства от толщины продуктивного пласта имеет сложный вид. С одной стороны, это обусловлено, очевидно, преобладающим влиянием времени воздействия бурового раствора на пласт, поскольку при прочих равных условиях большей толщине соответствует большее время разбуривания пласта. С другой стороны, преобладающее влияние, вероятно, оказывает неоднородность пласта. В этом случае приток в скважину будет происходить в основном через интервалы, имеющие хорошую гидродинамическую связь со скважиной. Пониженная степень гидродинамической связи остальной части перфорированного интервала компенсируется вертикальными перетоками.

4.2. ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ ЕГО ВСКРЫТИЯ

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта весьма глубока, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно — главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Это наиболее доступный

для изменения фактор — обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу (кроме растворов на углеводородной основе) буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы.

Если при разрушении долотом горных пород водоотдача способствует росту механической скорости проходки, то фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

При освоении скважин часто приходится применять очень большое количество бурового раствора, глины, конденсата.

Американские исследователи полагают, что существуют следующие основные виды загрязнения пласта:

реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин;

коагуляция пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта. Сюда, кроме ранее названных, могут быть отнесены многочисленные поверхностно-активные вещества, которые применяются для обработки буровых растворов с целью изменить те или иные их показатели. Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной $6,5 \text{ см}^2$, находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно, если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП. Механизм загрязнения пласта рассматривался многими исследователями. Влияние их идет в направлении снижения проницаемости ПЗП за счет прохож-

дения фильтрата (разбухание глинистых включений, образование закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах.

Буровой раствор с высокой водоотдачей нецелесообразен не только при освоении скважин и добыче нефти и газа, так как снижает естественную продуктивность пласта, и для восстановления могут потребоваться перфораторы специального типа или несколько кислотных обработок, но и при проведении каротажных работ.

Повышение степени извлечения углеводородов из недр является одной из важнейших проблем в области рациональной разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Скважина — основной производственный объект добычи, средство воздействия на продуктивные пласты и их дренирование. Без полноценных качественных скважин невозможно обеспечить эффективное извлечение флюида из пласта. Продуктивность и качество скважин определяются в значительной мере технологическими условиями и способами завершения строительства скважин и их последующей эксплуатации.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

- состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);
- противодавления на пласт от столба бурового раствора;
- длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;
- состава цементного раствора и обсадной колонны;
- глубины и плотности перфорации обсадной колонны;
- длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;
- способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Продуктивные пласты являются гидродинамическими системами, в которых физические, химические и физико-химические процессы до их вскрытия находятся в относительно равновесном состоянии. После вскрытия пластов бу-

рением вследствие воздействия буровых растворов равновесное состояние нарушается, и в призабойной зоне пластов возникают многообразные явления — проникновение фильтрата, кольтматация пор и другие возможные последствия, которые зависят от геолого-физической характеристики коллекторов, физико-химических свойств насыщающих их жидкостей и газов, а также от способа воздействия на пласты в процессе вскрытия.

Разнообразен минералогический состав пород коллектора — кварцевые и полимиктовые песчаники, алевролиты, аргиллиты, карбонатные породы. Некоторые минералы взаимодействуют с буровым раствором и изменяют характеристики каналов фильтрации. Нефтегазонасыщенные пласты всегда содержат воду, насыщенную различными веществами, солями, которые при взаимодействии с буровым раствором или его фильтром могут давать осадок, закупоривающий фильтрационные каналы.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям:

- фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород;

- гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой кольтматации содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента;

- поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат — пластовый флюид должно быть минимальным;

- водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры — такими, чтобы дифференциальное давление при разбурировании продуктивной толщи было близким к нулю.

Перечисленным требованиям не всегда удовлетворяет существующая технология вскрытия продуктивных пластов и на нефтяных, и на газовых, и на газоконденсатных месторождениях. Более того, за последние два десятилетия в б. СССР не произошло существенных изменений в технологии заканчивания скважин. Для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не об-

работанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта.

Многочисленные исследования и богатый промысловый опыт показывают, что сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

После вскрытия пласта равновесное состояние нарушается и возникают многообразные процессы, течение которых зависит от геолого-физической характеристики коллектора, физико-химических свойств пластовых жидкостей, репрессии, химического состава фильтрата бурового раствора, свойств твердой фазы. Промысловая практика показывает, что во всех случаях проникновение в пласт фильтрата и твердой фазы бурового раствора отрицательно влияет на фильтрационную характеристику пласта, что и находит свое отражение в удлинении сроков освоения скважин, уменьшении их производительности, нефтеотдачи, неравномерности выработки залежи, а на разведочных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и снижена эффективность геологоразведочных работ.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (имеются в виду вращающиеся превенторы, дистанционные управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора). Поэтому в практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет преобладающее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах

3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта.

Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрасти до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на различных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть – газ – порода – остаточная вода – фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

На втором этапе работы скважины, который условно начинается сразу после очистки зоны проникновения от подвижных фильтрата и водонефтяной смеси, дополнительные гидравлические сопротивления обусловлены в основном проявлением поверхностных свойств контактирующих фаз при фильтрации нефти и газа через зону проникновения с повышенной, медленно снижающейся "вторичной" водонасыщенностью. Этот этап в зависимости от характеристики порового пространства пласта, степени его литологической неоднородности и режима отбора флюида из залежи в отдельных случаях по своей продолжительности соответствует всему периоду эксплуатации скважины в безводный период.

На третьем этапе работы скважины, который начинается после ее выхода на стабильный дебит, дополнительные гидравлические сопротивления в зоне проникновения определяются в основном изменениями в процессе вскрытия структуры порового пространства. В низкопроницаемых тонкопористых разностях, слагающих продуктивный пласт, на значение этих сопротивлений долгое время оказывает влияние малоподвижный фильтрат, удерживаемый в отдельных порах капиллярными силами.

Фазовая проницаемость породы-коллектора для нефти или газа в зоне проникновения зависит в общем случае от молекулярно-поверхностных свойств контактирующих фаз. При этом независимо от того, подвижна или неподвижна водная фаза, фазовая проницаемость для нефти или газа будет тем больше, чем сильнее гидрофобизована поровая поверхность и чем меньше значение поверхностного натяжения на многочисленных границах раздела флюида и фильтрата.

Так называемая "вторичная" водонасыщенность, обусловленная временной консервацией фильтрата бурового раствора, в зоне его проникновения зависит от многих факторов, важнейшим из которых является сложность строения порового пространства. Значение "вторичной" водонасыщенности тем выше, чем меньше в нефти активных компонентов-гидрофобизаторов, ниже минерализации фильтрата (по сравнению с минерализацией остаточной воды), больше в породе перлитовой и мелкоалевритовой фракций, больше в них глинистых минералов, склонных к набуханию, разнородней состав породообразующих (каркасных) минералов, определяющих сложность структуры порового пространства. На темпы и полноту ликвидации "вторичной" водонасыщенности влияет время поддержания депрессии на высоком уровне при освоении и эксплуатации скважин. Критерием, позволяющим судить о ликвидации "вторичной" водонасыщенности, служит появление в нефти воды с минерализацией, равной минерализации остаточной воды.

Блокирование фильтратом отдельных пор сопровождается изменением характера межзерновой связи в породе-коллекторе, что приводит к существенному уменьшению ее прочностных свойств. Поэтому при ликвидации последствий обводнения приствольной зоны следует учитывать, что высокий уровень депрессии при освоении скважины может привести к разрушению породы в зоне проникновения.

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазы бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами

каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина — пласт.

Влияние зоны коьматации на приток флюида к стволу скважины варьирует в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны коьматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это влияние в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны коьматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) — фильтрат, и если поверхности раздела неподвижны, теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть — фильтрат. Немаловажное отрицательное воздействие на гидропроводность ПЗП оказывает фильтрат тампонажного раствора.

Изменение структуры порового пространства и, как правило, связанное с ним ухудшение проницаемости породы-коллектора обуславливаются в основном набуханием глинистых компонентов породы, их дезагрегацией, а также перемещением и скоплением потерявших связь с поровой поверхностью частиц в сужениях пор. Факторы, способствующие возникновению и развитию указанных процессов,

многообразны. Из геологических факторов к ним относятся минералогический состав глин, состав и объем обменного комплекса, состав и минерализация остаточной воды, пластовая температура. Из технологических факторов наиболее существенны минерализация и состав фильтрата, время контакта породы-коллектора с фильтратом.

Отрицательные последствия взаимодействия бурового раствора с породой-коллектором, слагающей продуктивный пласт, и пластовыми флюидами могут быть сведены к минимальному изменению фильтрационных свойств проницаемых пород, способных отдавать содержащуюся в них нефть или газ при планируемой технологической схеме разработки месторождения.

Повышение качества вскрытия продуктивных пластов следует осуществлять двумя путями:

- выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов, с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

- выбором технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

- обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

- иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессий, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать, без заметных остаточных явлений, последствия проникновения фильтрата в призабойную зону;

- твердая фаза бурового раствора или большая ее часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной

зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникновения раствора в трещины (поры) пласта за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Одна из форм для реализации на практике результатов исследований в области вскрытия пластов — разработка и применение методических пособий и руководящих документов, позволяющих выбрать, исходя из конкретных геологических условий, такие технологические приемы вскрытия пласта, которые могли бы свести к минимуму нежелательные процессы, происходящие в пласте при вскрытии, и обеспечили бы максимально возможную продуктивность скважины.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, отличающихся друг от друга основными признаками и условиями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Выбор бурового раствора для вскрытия сводится в общем случае к установлению принадлежности конкретного объекта породы-коллектора к одной из классификационных категорий и распространению на него обоснованных мероприятий по предупреждению загрязнения пласта и условий их реализации. При этом учитывается химический состав остаточной воды и пластовой нефти.

Второй этап решения проблемы качественного вскрытия — составление и внедрение технологических регламентов вскрытия пластов. Последнее позволит сократить сроки освоения скважин в среднем на 20–25 % и увеличить дебиты скважин, особенно начальные, на 15–20 %.

Продуктивные пласты вскрывают бурением как на стадии поисково-разведочных работ, так и при разбуривании залежи с целью ввода ее в эксплуатацию, в основном с применением раствора на водной основе — глинистого нормальной плотности ($1,15–1,25 \text{ г/см}^3$) или утяжеленного мелом ($1,44–1,45 \text{ г/см}^3$), баритом и гематитом ($1,8–2,2 \text{ г/см}^3$) буровые растворы обрабатывают УЩР, ССБ, КМЦ и другими реагентами. Одни и те же буровые растворы применяют для вскрытия различных по своим свойствам коллекторов, имеющих разные характеристики вещественного состава, текстуры и структуры, состава и типа цементирующих веществ, степени отсортированности, окатанности обломочного материала и других элементов, в сумме влияющих на прочностные и фильтрационные характеристики подобного типа коллекторов; теми же буровыми растворами вскрывают карбонатные и другие трещинные коллекторы. В карбонатных породах может быть развит не только гранулярный, но и трещинный тип пористости.

Значительная глинистость пород продуктивного пласта требует особого подхода к его вскрытию. Проникший в призабойную зону фильтрат может вызвать набухание глин, что приведет к сужению поровых каналов и даже частичной их закупорке вследствие диспергирования и перемещения частиц глины потоком жидкости. Наиболее значительное уменьшение проницаемости коллекторов вследствие набухания глин будет иметь место при низких значениях проницаемости призабойной зоны пласта.

В связи с тем, что в результате периодического изменения гидродинамического давления на стенки скважины происходит взаимное диспергирование воды (фильтрата) и флюида, то в определенных условиях в призабойной зоне пласта может образоваться устойчивая эмульсия.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных кернах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти более чем на 50 %, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 4.1). На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости керна при различных условиях находится в пределах 45–85 %.

Таблица 4.1

Восстановление проницаемости керна

Порода	Первоначальная нефтепроницаемость, мкм ²	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6	Пресная	53	Жигач и Паус (б. МИНГ)
	1,0		62	
	1,4		68	
	2,0		74	
	0,4		42	
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	1,2	" "	46	В.А. Шевалдин (ТатНИИ)
	2,0		50	
	0,4		86	
	1,2		84	
	2,0		82	
Юрский песчаник Таллинского месторождения	0,01–0,2	Любая	55	Н.Р. Рабинович (б. ВНИИКР-нефть)

Лабораторными исследованиями также доказано, что добавка к буровому раствору применяемых различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на первоначальную проницаемость пористой среды приведено в табл. 4.2.

Результаты зарубежных исследований аналогичны. Таким образом, как показывают лабораторные исследования, проведенные в России и за рубежом, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

В табл. 4.3 приведены данные о снижении коэффициента продуктивности K скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора.

Таблица 4.2

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Восстановление первоначальной проницаемости, %
Вода	59,4
Буровой раствор без добавки реагентов	71,7
Буровой раствор + 10 % УЩР	47,5
Буровой раствор + 1 % КМЦ	59,8
Пена	94,2
Раствор на нефтяной основе	95,0

Таблица 4.3

Уменьшение коэффициента продуктивности К

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа		K ₁ /K ₂
		пребывания бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора K ₁	после закачки раствора K ₂	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	III	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

Видно, что после закачки в скважины бурового раствора коэффициент продуктивности, как правило, уменьшается более чем в 2,5 раза, а по отдельным скважинам в 3,5–4 раза. Кроме того, в отдельных случаях коэффициент продуктивности не достигает своего первоначального значения, а если и достигает, то по истечении длительного периода непрерывной эксплуатации. Так, скв. 14 находилась под воздействием бурового раствора в течение 1756 сут, затем эксплуатировалась 220 сут, после чего была вторично исследована. При этом коэффициент продуктивности оказался ниже первоначального в 3,4 раза. Сква. 17 находилась под действием бурового раствора в течение 1435 сут. После 182 сут эксплуатации на скважине произвели исследования, коэффициент продуктивности оказался ниже, чем до воздействия бурового раствора.

Приведенные примеры убедительно показывают, что проникновение в пласт фильтрата и бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на различных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и пропластки.

Большие осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов в скважинах глубиной 4000–5000 м. На большой глубине трудно регулировать давление на забое вследствие высокого пластового давления и температуры, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что приходится прибегать к утяже-

лению бурового раствора до плотности $1,8-2,2 \text{ г/см}^3$. В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, вскрытие его проводят при весьма большом превышении давления на забое над пластовым. Это влечет за собой разрыв пласта и уход в него больших количеств раствора, в особенности при частых спускоподъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин.

О чрезмерном превышении (в %) давления в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым можно судить по следующим фактическим данным:

Куйбышевская область	18—48
Украина	50—80
Азербайджан	60—120

Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма велика. По данным специальных исследований она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана $1,4-2,5 \text{ м}$, на Майкопском газоконденсатном месторождении $0,5-3,0 \text{ м}$, на Самотлорском месторождении $6-37 \text{ м}$ и т.д.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Значения глубины зоны изменений проницаемости (ухудшенной), определенной в результате гидродинамических исследований на Речицком и Самотлорском месторождениях, составили соответственно $28-80$ и $6-34 \text{ м}$.

Изучение механизма явлений, происходящих в призабойной зоне пласта при проникновении в него фильтрата бурового раствора, показывает, что часть порового пространства оказывается занятой водой. Вследствие этого флюид при своем движении к забою во время освоения скважины встречает огромные препятствия, а проникшая в продуктивный пласт вода полностью не вытесняется и часть ее остается в призабойной зоне.

Если в процессе эксплуатации скважины часть фильтрата бурового раствора извлекается из высокопроницаемых пластов и прослоев, то малопроницаемые пласты и прослои могут быть необратимо закупорены. Количество проникающего в пласт фильтрата и твердой фазы бурового раствора зависит от его качества, значения противодействия на пласт в процессе его вскрытия, степени трещиноватости коллектора, времени контакта бурового раствора с пластом.

Цементирование эксплуатационной колонны может также оказывать отрицательное влияние на проницаемость призабойной зоны, особенно когда пластовое давление ниже гидростатического. В первом случае происходит проникновение в пласт не только фильтрата цементного раствора, но и собственно раствора, так как при цементировании эксплуатационной колонны почти во всех случаях применяют цементный раствор плотностью $1,8 - 1,85 \text{ г/см}^3$. Конструкция скважины в большинстве случаев подчиняется задачам успешной проходки ствола скважины, хотя и не всегда отвечает условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия.

Освоение скважины, вызов притока нефти из пласта после перфорации также значительно влияют на продуктивность, работающую мощность и степень дренирования пласта. Выбор рациональной технологии вскрытия продуктивных пластов и всего комплекса завершения скважины обуславливает эффективность геологоразведочных работ, улучшает приток нефти и газа из малопроницаемых пропластков, увеличивает текущую производительность скважин, способствует повышению нефтегазоотдачи пластов.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

4.2.1. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Последовательность операций, проводимых при завершении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента, нецелесообразно использовать растворы на углево-

дородной основе или на основе специальных химических реагентов.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существенную технологию, не удастся получить промышленный приток газа, необходимо искать растворы новых типов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности. В течение нескольких лет продуктивные объекты на Астраханском месторождении вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью $1,75 \text{ г/см}^3$. В результате существенно снижается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, освоение скважин затрудняется и требуется неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа. Так, на скв. 8 получить приток газа из пласта смогли только после трехкратного проведения солянокислотных обработок. Конструкция скважин в зоне многопластовой залежи должна выбираться исходя из условия достижения максимального охвата дренированием каждого продуктивного объекта и всей залежи в целом. Решить этот вопрос возможно в результате раздельного опробования каждого объекта разработки.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа, Средней Азии и других регионов свидетельствует о том, что в тех случаях, когда при вскрытии и опробовании многопластовых продуктивных залежей не учитываются особенности отдельных эксплуатационных объектов, конечный коэффициент газоотдачи составляет немного более 50 %. Так, в начальный период разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения во всех скважинах осуществлялось вскрытие всего газонасыщенного интервала единым фильтром. В результате одновременной эксплуатации сразу всех продуктивных пачек планируемый объем добычи газа и конденсата обеспечивался меньшим числом скважин. Однако за сравнительно короткий период времени произошло опережающее обводнение контурными водами второй, наиболее продуктивной пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами и наибольшими запасами

газа и конденсата. Несмотря на принятые мероприятия, направленные на повышение конечной газоотдачи (бурение новых скважин с комбинированной системой вскрытия промежуточного горизонта, возврат на нижележащие продуктивные пачки и др.), коэффициент газоотдачи обводненной зоны второй продуктивной пачки составил всего 56 %.

Аналогичные условия наблюдаются при эксплуатации скважин на Майкопском и Кущевском газоконденсатных месторождениях, где текущий коэффициент газоотдачи обводнившихся продуктивных пачек составляет 0,44 – 0,57 и 0,79 соответственно.

Требованиям качественного вскрытия газовых пластов с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,8 от гидростатического в большой степени удовлетворяет применение газообразных и пенных агентов для очистки скважины от выбуренной породы. В качестве газообразных агентов применяют воздух, дымовые газы от специального дымогенератора, азот, природный и углекислый газы. Несмотря на бесспорный положительный эффект, получаемый при использовании газообразных агентов, заключающийся в сохранении естественной проницаемости призабойной зоны пласта и повышении дебитов скважин, данный способ все еще не находит широкого применения на практике.

Широкому внедрению способа вскрытия пласта с продувкой препятствуют недостатки, присущие каждому газообразному агенту. Например, при использовании воздуха в стволе скважины образуются взрывоопасные смеси, приводящие к тяжелым авариям. Использование азота или углекислого газа сдерживается из-за их относительно высокой стоимости и отсутствия специального оборудования. Применение природного газа сопряжено с опасностью его возгорания и неизбежностью значительных потерь газа. И наконец, независимо от типа используемого газообразного агента, сложившаяся технология имеет существенный недостаток — не ограничивается верхний предел скорости восходящего потока газообразного агента. Это приводит к чрезмерному износу бурильной и обсадной колонн, а также к разрушению устьевого оборудования.

СевКавНИИГазом совместно с ПО "СевКавГазпром" разработаны технология и технологическое оборудование для вскрытия газоносного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с продувкой забоя выхлопными газами двигателя внутреннего сгорания (ДВС), обеспечивающими равновесие давления в системе скважина — пласт. Ис-

пользование выхлопных газов ДВС исключает образование взрывоопасной смеси в скважине, а технология предполагает регулирование скорости восходящего потока, что предупреждает износ устьевого оборудования.

Для вскрытия газового пласта с применением выхлопных газов ДВС необходимо следующее технологическое оборудование:

- компрессорные установки с подачей 30–50 м³/мин на рабочее давление 3,0 МПа;

- устьевые вращающиеся герметизаторы на рабочее давление 5,0–10,0 МПа;

- для охлаждения и очистки выхлопных газов могут быть использованы серийно выпускаемые нашей промышленностью аппараты воздушного охлаждения АВГ-П-160 РР и маслолагоотделители типа Ве-1.

Разработанные технология и технологическое оборудование успешно используются на газовых месторождениях ПО "СевКавГазпром" при ликвидации песчаных пробок в газовых скважинах.

Не находит широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин также и технология вскрытия пласта с промывкой пенами. Основными факторами, тормозящими использование пен при вскрытии продуктивных пластов с аномально низким давлением, являются:

- большие затраты энергии и материалов на приготовление и разрушение пенного промывочного агента, а также на его очистку от выбуренной породы;

- потребность в дополнительном специальном технологическом оборудовании;

- недостаточная изученность процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта при промывке пеной.

СевКавНИИгазом разработана новая технология вскрытия пласта на истощенных газовых месторождениях промывкой скважины трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции. Данная технология обеспечивает многократное использование минимально необходимого для промывки скважины объема трехфазной пены при условии высокого качества вскрытия продуктивного пласта с аномально низким давлением.

В результате установлено, что применение данной технологии позволяет:

- вскрывать пласты с давлением, равным 0,1–0,3 от гидростатического, без существенных поглощений, обеспечивая высокое качество проводимых работ;

существенно экономить энергию и материалы в процессе промывки скважины;

исключить аварийные ситуации при газопроявлениях;

не допускать загрязнения окружающей среды;

увеличить добычу газа за счет ввода в эксплуатацию новых или бездействующих скважин, в которых вскрыть пласт с промывкой глинистым раствором, водой или различными эмульсиями не представляется возможным.

Другим перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт. Суть этого метода заключается в том, что процесс бурения осуществляется при так называемом сбалансированном давлении или равновесии между пластовым и гидродинамическим давлениями в скважине. Для этого изучены условия формирования залежей с АВПД и построены карты их распространения по опорным горизонтам в ряде районов страны.

Разработаны и внедряются методики прогнозирования пластовых давлений с применением различных способов каротажа скважин и на базе непосредственных замеров изменения плотности глинистых пород в зависимости от глубины.

Созданы опытные образцы специального оборудования для регулирования давления и сепарации газа и технические средства прогнозирования пластовых давлений.

В СевКавНИИгазе разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии путем регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что дает возможность существенно упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Специфической особенностью герметизированной системы циркуляции является наличие буферного компенсатора, позволяющего производить подачу бурового раствора от устья к приему насосов по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции. Это позволяет оперативно применять различные модификации технологии равновесного бурения:

бурение на равновесии — проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение) при $p_3 = p_{пл}$;

бурение с избыточным давлением — проведение полного цикла буровых работ при $p_3 > p_{пл}$;

бурение с использованием двух растворов, когда равенство $p_3 = p_{пл}$ имеет место при бурении, а спускоподъемные опе-

рации осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

бурение с загерметизированным устьем, когда давление на забое скважины в статическом состоянии меньше пластового (т.е. $p_z < p_{пл}$).

При этом буровые работы осуществляются с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

В промысловой практике немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтегазоносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объема. Например, по ряду скважин Укрнефти, где цементирование велось при высокой репрессии на пласты, так как высота подъема цементировочного раствора в одну ступень была более 1000 м над кровлей продуктивного пласта, притока нефти при освоении получено не было. В то же время в идентичных геолого-физических условиях по скважинам, цементировавшимся при меньшей репрессии на пласты (высота подъема цементного раствора над пластом составляла 200–600 м), был получен значительный приток нефти.

Подобные факты наблюдаются и в других нефтегазодобывающих районах страны (Краснодарнефтегаз, Кубаньгазпром, Азнефть, ГлавТюменнефтегаз, Туркменнефть и др.). При этом отмечено, что превышение репрессии при цементировании в 1,5–2,0 раза выше пластового давления приводит к полному отсутствию промышленного притока нефти из скважины, особенно при высоких фильтрационных свойствах применявшегося тампонажного раствора. В этих случаях необходимо применение облегченных тампонажных растворов с пониженной водоотдачей.

Практически этого можно достигнуть осуществлением следующих мероприятий:

ограничением высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижением плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрацией;

уменьшением фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на угле-

водородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

креплением продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсадки продуктивного пласта перфорированной колонной-фильтром (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачкой тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставлением необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

Качество цементирования колонн обусловлено не только степенью снижения продуктивности пластов, но и надежностью их разобщения. Качественное надежное разобщение пластов при цементировании колонн приобрело особое значение на месторождениях, в разрезе которых водоносные горизонты удалены от нефтеносных на незначительное расстояние. В последние годы с вводом в разработку месторождений со слабопродуктивными пластами и так называемыми "водоплавающими" залежами особенно остро встал вопрос о качестве разобщения пластов, отделения продуктивных частей разреза от водоносных.

Анализ промыслового материала показал, что на обводнение скважин большое влияние оказывают геологическое строение продуктивной части разреза и создаваемая при освоении и эксплуатации скважин большая депрессия на слабопродуктивные пласты. Вместе с тем существенное влияние оказывают технологические факторы процесса цементирования. Для повышения качества цементирования в каждом районе вводятся свои регламенты на вскрытие и крепление пластов, особое внимание обращается на "водоплавающие" залежи. Эти регламенты должны предусматривать:

применение буровых растворов с минимальными реологическими параметрами и водоотдачей;

использование буферных жидкостей;

обеспечение контакта цементного камня с колонной и породой;

установку заколонных пакеров;
оценку плотности цементного камня, качества разобшения по результатам замеров АКЦ-1;
регламентирование давления при цементировании и депрессии на пласты в процессе освоения и эксплуатации скважин;
проведение специальных изоляционных работ и повторного вскрытия.

При наличии зон АНПД в разрезах скважин с целью обеспечения поднятия цементного раствора до проектной высоты используют газонаполненные тампонажные системы, полученные путем подачи воздуха компрессором или эжектором-аэратором в поток закачиваемого в скважину тампонажного раствора или с применением рецептур цементных растворов, включающих газогенерирующие реагенты. Трехфазные газонаполненные тампонажные системы обладают низкой плотностью, повышенной блокирующей способностью за счет наличия газовой фазы при снижении нагрузок вышележащего столба вследствие зависания, обеспечивают поддержание внутрискважинного давления на уровне 90 % от условно-гидростатического, получение малопроницаемого прочного цементного камня с повышенными адгезионными связями.

Аэрированные тампонажные суспензии представляют собой устойчивую смесь дисперсий (газа, жидкости, твердой фазы), полученную путем аэрирования тампонажного раствора, который готовят из портландцемента или алитового цемента, затворенного на технической воде.

В качестве пенообразователей следует применять поверхностно-активные вещества, превоцел марок NG-10, NG-12, смеси неионогенных и анионных ПАВ, образующих устойчивую пену в среде тампонажного раствора.

В качестве замедлителей времени загустевания цементного раствора рекомендуется использовать НТФ и ОЭДФ. Количество замедлителя подбирается исходя из конкретных условий.

Степень аэрации (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) выбирается из условия получения средней плотности столба тампонажного раствора, обеспечивающей подъем его до проектной высоты без осложнений. Требуемая степень аэрации достигается подбором соотношения расхода жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств. Аэрацию производят компрессорами высокого давления или компрессором буровой установки в совокупности

с эжектором-аэратором. До блока или к блоку манифольдов подсоединяется гидравлический активатор, а в нагнетательной линии после блока манифольдов размещают струйный диспергатор-смеситель. Подачу пенообразователя осуществляют цементировочным агрегатом через гидроактиватор к блоку манифольдов.

Основные контролируемые параметры аэрированных суспензий следующие: кратность пены, которая должна быть больше или равна 3; устойчивость — отношение объема цементного камня к объему аэрированного тампонажного раствора, которая должна быть равна 1 или 100 %; растекаемость приблизительно 14 см; плотность аэрированного раствора не более $0,2 \text{ г/см}^3$; время загустевания, определяемое на цементных растворах с добавками пенообразователей и других реагентов без принудительной аэрации (к полученному времени загустевания добавляют 20 мин — поправка на замедляющий эффект аэрации).

Процесс цементирования скважин газонаполненными тампонажными материалами включает применение в качестве буферной жидкости трехфазной пенной системы с содержанием твердой фазы портландцемента. Такая система в общем удовлетворяет основному назначению буферной жидкости — предотвращать смешение промывочной жидкости и цементного раствора.

Рекомендуемый диапазон добавок цемента для получения стабильной буферной жидкости составляет 20–35 %. Эта система имеет запас свободной жидкости, способной участвовать в формировании новой структурированной и подвижной системы с глинистой фазой промывочной жидкости и компонентами глинистой корки. Придание буферной жидкости химически активных свойств при контактировании с глинистой коркой позволяет помимо выполнения разделительной функции, достичь эффекта разрушения глинистой корки и выноса ее части из зоны цементирования. Известна рецептура химически активной буферной жидкости, при применении которой время полного разрушения фильтрационной корки толщиной 3 мм в нормальных условиях составляет 1–5 мин (в зависимости от концентрации компонентов используемого состава). Компоненты этой жидкости некоррозионно-активны и широко выпускаются отечественной промышленностью. Используют буферную жидкость объемом от 3 до 6 м³.

Физические особенности добываемого флюида газоконденсатных скважин (низкая вязкость, малая плотность) обуславливают повышенную вероятность каналообразования в

затрубном пространстве в период ожидания затвердевания цементного раствора. Наиболее эффективными методами регулирования седиментационной устойчивости и изолирующей способности являются снижение водоцементного отношения до допустимых значений с применением пластификаторов, повышение вязкости жидкости затворения путем растворения в ней высокомолекулярных полимером, например гипана, КМЦ, ПВС и т.д., повышение удельной поверхности порового пространства введением тонкодисперсных наполнителей, сокращение сроков схватывания, т.е. обеспечение минимума времени от окончания цементирования до момента начала схватывания тампонажного раствора в заколонном пространстве.

4.2.2. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин (вскрытие пласта горизонтальным стволом) определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и др. Поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы различные варианты заканчивания горизонтальных скважин с использованием перфорированной потайной колонны: горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная потайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними пакерами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обнажается горизонтальным участком ствола скважины, и если геохимическая характеристика пласта позволяет, неповрежденный горизонтальный ствол не цементируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае, при наличии трещин, пересечении нескольких пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из газовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2. В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостовик цементируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементирование (с пакерами или без них) может быть необходимо для изоляции верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежелательно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода). При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование горизонтального участка; при гидроразрыве пласта требуется цементировать весь участок.

В зарубежной практике рекомендуется выбирать окончательный вариант заканчивания скважин только после ознакомления с характеристиками пласта и ранее пробуренных скважин (если такие есть).

Вскрытие продуктивного пласта следует осуществлять с использованием специальных жидкостей, требования к которым должны быть более жесткими, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом скважины. Такое требование оправдывается тем, что вскрытие (образование дренажного канала) пласта проводится на значительном участке, и, следовательно, загрязнение пласта тоже может быть весьма существенным.

Спуск сплошной (или потайной) колонны при современных технико-технологических возможностях (особенно в случае небольшой протяженности горизонтального участка) не сложен. Но важнейшим вопросом является ее цементирование. Поэтому наибольшее внимание должно быть уделено специальным (по всей вероятности, жестким) центраторам.

Цементирование обсадной колонны (лайнера) должно обеспечить равномерное вытеснение бурового раствора цементным из заколонного пространства. В зарубежной практике удовлетворительное цементирование колонны достигается применением стабилизаторов и жестких центраторов, в отечественной — жестких центраторов.

Необходимо разработать требования к тампонажному раствору и технологии цементирования. Если основные технологические параметры процесса цементирования должны уточняться по мере накопления опыта применительно к различным площадям и геолого-физическим условиям, то тампонажные растворы следует подбирать конкретно к каждой скважине по известным методикам. Но общими и обязательными для всех условий должны быть седиментационная устойчивость, нулевой водоотстой и низкая (этот вопрос требует экспериментальной доработки) водоотдача. Применительно к цементированию горизонтальных стволов скважин необхо-

димо радикально изменить требования к цементному раствору. После цементирования в горизонтальном дренажном канале не должна скапливаться вода; объем тампонажного раствора не должен уменьшаться (при переходе раствора в гелеобразное состояние); тампонажный раствор должен быть равноплотным по диаметру; скоплений бурового раствора в горизонтальном стволе не должно быть во избежание его обезвоживания и образования каналов при контакте с твердеющим цементным раствором — камнем.

Однако при проведении горизонтального канала в однородном пласте жесткие требования к тампонажному раствору и технологии цементирования могут быть распространены на краевые участки; в случае же фациально-неоднородного пласта, наличия трещинообразований, перемежаемости требования должны выдерживаться по всем правилам технических условий.

Необходимо применять буферные разделительные жидкости между вытесняемым буровым и вытесняющим тампонажным растворами. Объем буферной жидкости (и ее характеристика) должен быть таким, чтобы обеспечить вытеснение бурового раствора. Если ее применение чем-либо ограничено, то следует увеличивать объем тампонажного раствора (для тех же целей).

Важнейший этап работы — контроль качества цементировочных работ; приборы, спускаемые в скважину, должны центрироваться (используются специальные прокладки под приборы в обсадной колонне, но их установка не должна помешать сигналу датчика).

Перфорацию обсадной трубы и цементного кольца следует производить с использованием специальных жидкостей и перфораторов, спускаемых на НКТ.

В США большое внимание уделяется сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Буровые растворы специально готовят для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ним.

Отсюда происходит деление специальных буровых растворов на две большие группы:

1. Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответствия свойств той или иной жидкости требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие до-

ведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2. Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности, для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу. Компоненты таких жидкостей либо растворимы в нефти, кислоте, воде, либо способны биологически разлагаться (любое загрязнение в результате их применения может быть установлено). Сюда могут быть отнесены рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Л. Карней за основу классификационного признака берет содержание твердой фазы в растворе. Буровые растворы, не содержащие твердой фазы, относятся к так называемым чистым жидкостям — морская и промысловая вода и водные растворы хлорида натрия и кальция. Последние способствуют предотвращению набухания глинистых частиц. Температурные пределы применения таких растворов определяются реагентами, используемыми для увеличения вязкости растворов. Растворы, содержащие твердую фазу, в случае, если их введение не было предусмотрено технологией проведения работ, как правило, оказывают отрицательное воздействие на продуктивный пласт. Поэтому наиболее перспективной с точки зрения заканчивания скважин является первая группа растворов. В эту группу, в частности, могут входить вода (практически не обладает способностью ингибирования), растворы солей и углеводородные жидкости.

“Чистые” жидкости, как и жидкости, содержащие твердую фазу, могут служить причиной снижения производительности скважины в результате их свободного проникновения в пласт, наличия частиц, которые могут закупорить пласт, высокой концентрации сульфатов, (химической реакции с образованием твердых осадков) выпадения из нефти тяжелых углеводородов, набухания глинистых материалов в песчаном пласте, а также наличия микроорганизмов).

Углеводородные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин и обеспечивают их максимальную естественную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсионной среды используется нефть и которые в качестве фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа растворов: собственно растворы на нефтяной основе и

обращенные эмульсии. У обоих в качестве дисперсионной фазы используется нефть и содержится некоторое количество воды в качестве обращенной эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20–75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводятся модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу: динамическая водоотдача при $\Delta p = 70$ МПа составляет 7–10 м³. При обратном отмыве керна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90–98%-ный возврат к первоначальной скорости фильтрации.

В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используются материалы, имеющие коллоидные размеры (окисленный на воздухе битум).

Интересен опыт использования обращенных эмульсий в штате Техас. Их применение позволило осуществить разработку месторождений Сикобо. Продуктивный пласт, залегающий на глубине 660 м, представлял собой частое чередование пропластков толщиной 1,8–3 м с пропластками мягких, легкоосыпающихся глин. При использовании водных растворов глины набухали и закупоривали каналы для притока нефти. Добыча нефти не превышала 6,4–9,6 м³/сут. Использование эмульсионных растворов предотвратило набухание глин и позволило эксплуатировать песчаники на полную мощность. Скважина фонтанировала с дебитами 14,3–23,9 м³/сут.

Широкие возможности для применения в области заканчивания скважин имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовятся на основе нефти, а стабилизация ее достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Они применяются при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводятся кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчаников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением находят широкое применение пены.

Основной задачей при вскрытии продуктивных пластов является сохранение естественных коллекторских свойств ПЗП для последующего обеспечения полной отдачи потенци-

альных дебитов флюидов из продуктивных пластов за сравнительно короткое время освоения и эксплуатации.

Главным определяющим параметром при бурении основного ствола и интервала продуктивных пластов с целью предотвратить фильтрацию полимерного раствора в проницаемые интервалы является его динамическая вязкость, обеспечивающая одновременно резкое снижение коэффициента проницаемости пористой среды. При применении полимерных растворов рекомендуется доводить содержание полимера в растворе до 0,3–0,4 %, КМЦ — до 0,1–0,2 % и смазочных добавок типа сайпан, гипан — до 0,1–0,2 %.

Кроме того, рекомендуется для обеспечения качества разобщения разнонапорных проницаемых пластов и подъема тампонажного раствора на проектную высоту в процессе бурения и перед спуском эксплуатационных колонн проведение в открытом стволе с применением пакеров гидродинамических исследований с осуществлением изоляционных работ для получения достаточной гидропрочности всего ствола скважин.

Сохранение природных коллекторских свойств продуктивных горизонтов и потенциальной продуктивности скважин зависит от следующих основных факторов (В.Н. Поляков и др.):

геолого-физических условий и гидродинамического состояния вскрываемых бурением флюидосодержащих пластов интервала продуктивных отложений (количество и взаиморасположение проницаемых пластов и гидроизолирующих перемычек, положение ВНК и ГНК, фильтрационные свойства коллекторов, начальное и текущее пластовые давления, градиент давления между разнонапорными пластами, свойства пластовых флюидов, пластовая температура);

технологических условий первичного вскрытия, освоения и пуска скважины в эксплуатацию (забойные дифференциальные давления, степень гидроизоляции проницаемых пластов от ствола и друг от друга, режимы освоения и эксплуатации скважин);

гидродинамических, физико-химических и химических взаимодействий на поверхности раздела фаз — горных пород с буровым раствором, обуславливающих взаимопроникновение бурового раствора и пластового флюида в гидравлически сообщающейся системе, формирование и расформирование гидроизолирующего слоя в проницаемых породах.

С учетом отмеченного методы вскрытия продуктивных отложений для эффективного сохранения коллекторских

свойств продуктивных горизонтов должны отвечать ряду основных требований:

- формировать в проницаемых стенках ствола гидроизолирующий слой, фильтрационные и прочностные характеристики которого практически исключают гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

- обеспечивать долговременную изоляцию непродуктивных горизонтов на стадии подготовки ствола к креплению;

- создавать условия для эффективного восстановления гидравлической связи нефтегазовых пластов со скважиной на стадиях освоения и эксплуатации.

На основании изложенного могут быть сформулированы принципы и обоснованы следующие критерии сравнительной оценки качественных и количественных показателей вскрытия продуктивных отложений:

- коэффициент полной приемистости интервала продуктивных отложений;

- градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность;

- максимальные дифференциальные забойные давления при вскрытии продуктивных отложений;

- сравнительные геолого-физические характеристики и параметры пластов продуктивных отложений (толщина пластов и гидроизолирующих перемычек, пластовые давления и температура, удельный дебит, коэффициенты продуктивности, гидропроводности, ПЗП, скин-фактор, обводненность продукции);

- показатели качества разобщения продуктивных горизонтов в заколонном пространстве от водоносных пластов (однородность цементного камня по плотности и сплошность по высоте, отсутствие или наличие заколонных перетоков, притока чуждых пластовых флюидов к фильтру скважины).

4.2.3. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В отечественной практике бурения приняты следующие положения.

1. Буровой раствор для вскрытия продуктивных горизонтов выбирается исходя из необходимости сведения к мини-

муму отрицательных последствий от его воздействия на фильтрационные свойства самых низкопроницаемых пород (базисных), способных отдавать содержащуюся в них нефть при планируемой технологической схеме разработки месторождения.

2. Вид жидкой фазы бурового раствора, ингибитора и необходимость применения при вскрытии ПАВ — понизителей поверхностного натяжения на контакте нефть — фильтрат определяются типом породы, а также активностью пластовых жидкостей. Нефть считается активной при наличии в ней свыше 0,3 % нафтеновых кислот. Остаточная вода считается активной, если преобладающим катионом в ней является натрий, а $pH > 7$ (класс А, по В.А. Сулину). Концентрация ингибитора в фильтрате должна быть не менее минерализации остаточной воды, однако увеличение ее более 35 г/л нецелесообразно.

3. Для песчано-алевролитовых пород с остаточной водой, где преобладают катионы кальция, в качестве ингибитора следует применять реагенты, поставляющие катионы кальция в количестве, обеспечивающем равенство минерализаций фильтрата бурового раствора и остаточной воды. Если обеспечение такого равенства невозможно, то в качестве ингибитора следует применять хлорид натрия, концентрация которого в фильтрате раствора должна быть не менее минерализации остаточной воды. Оптимальная концентрация хлорида натрия должна быть не выше 35 г/л.

4. Для предотвращения попадания бурового раствора в трещины вскрываемого пласта необходимо вводить в него крупнодисперсный наполнитель в количестве не менее 5 % общего количества в растворе твердой фазы. При вскрытии пласта, сложенного относительно прочными трещиноватыми породами (известняками, доломитами, уплотненными песчаниками и алевролитами), диаметр частиц наполнителя должен быть больше $1/3$ раскрытости трещин. Перед вскрытием пласта, сложенного мягкими породами (глина, мергель), в буровой раствор следует вводить наполнитель с диаметром зерен не менее 400 мкм.

5. При отсутствии данных о раскрытости трещин дисперсность наполнителя (максимальный диаметр частиц) определяется возможностью удержания его во взвешенном состоянии в буровом растворе с допустимыми для бурения скважины структурно-механическими свойствами.

6. Для создания условий, позволяющих ликвидировать в отдельных трещинах закупоривающие пробки, в буровой

раствор перед вскрытием пластов трещинного типа следует вводить кислоторастворимые компоненты — не менее 30 % от объема крупнодисперсного наполнителя.

4.2.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОНЦЕНТРАЦИИ ИНГИБИТОРА В ФИЛЬТРАТЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Расчет концентрации ингибитора в фильтрате бурового раствора производится с целью определения исходных данных для обработки раствора реагентами, поставляющими катионы кальция или калия, и создания в конечном счете возможности замещения в пределах призабойной зоны пласта активно гидратирующихся катионов менее активными. Эта операция производится только в том случае, когда планируется вскрывать пласт, породы которого содержат в обменных позициях мелкодисперсных компонентов в основном катионы натрия. Для расчета необходимо знать остаточную водонасыщенность базисной породы, состав и минерализацию остаточной воды.

1. Остаточная водонасыщенность базисной породы определяется по данным, приведенным в качестве исходных при подсчете запасов нефти. Если такие данные отсутствуют, то следует пользоваться усредненными результатами определения водонасыщенности центрифуг — методом в аналогичных по характеристике породах. Предельное значение водонасыщенности, используемое при расчетах концентрации ингибитора, следует принимать равным 50 %.

2. Состав и минерализацию остаточной воды (при отсутствии ее фактической характеристики) следует определять по составу и минерализации законтурной воды. В зонах с отсутствием свободного водообмена остаточная вода по своему составу практически не отличается от воды законтурной. В остальных случаях возможное превышение минерализации остаточной воды над минерализацией воды законтурной следует учитывать с помощью специального коэффициента d . С учетом потерь ингибитора в зоне проникновения фильтрата этот коэффициент для законтурной воды с минерализацией более 60 г/л следует принимать равным 1,2; с минерализацией от 60 до 20 г/л — 1,3 и с минерализацией менее 20 г/л — 1,5. При наличии данных, характеризующих фактический состав остаточной воды, коэффициент d следует принимать равным 1,1.

3. Концентрация ингибитора $M_{ин}$ в фильтрате бурового раствора (в ионной форме) в том случае, когда преобладающим катионом в остаточной воде является натрий, рассчитывается по формуле

$$M_{ин} = d \frac{2M_{Na}}{100 - B} B,$$

где d — коэффициент, учитывающий потерю ингибитора (за счет адсорбции) в зоне проникновения фильтрата и возможное превышение минерализации остаточной воды над минерализацией законтурной воды; M_{Na} — содержание катионов натрия в остаточной воде, моль/л; B — водонасыщенность, %.

4.3. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Наиболее интересные и серьезные работы в области разработки и широкого применения буровых растворов для заканчивания скважин принадлежат компании "Эм-Ай Дрилинг Флюидз К° ЛТД", которая является ведущей в мировой практике по производству и применению (сервис) буровых растворов и материалов для любых геолого-физических условий. Развитие горизонтального бурения привело к разработке этой компанией буровых растворов для бурения горизонтальных скважин с большим углом отклонения.

Рассмотрим факторы, учитываемые при разработке рецептур буровых растворов:

- устойчивость стенки скважины;

- очистка ствола скважины;

- прихват бурильных труб, вызываемый дифференциальным давлением;

- нарушение эксплуатационных качеств пласта;

- крутящий момент и аксиальное трение.

Состав бурового раствора. Ниже приводятся основные рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов вертикальных скважин и горизонтального бурения. С небольшими изменениями их можно использовать в буровых растворах плотностью до 1,32 г/м³, при более высоких плотностях в раствор можно вводить понизители вязкости или диспергаторы.

Состав бурового раствора на водной основе: вода — 0,15 м³; POLYPAC — 2,85 кг/м³; КОН — 0,71 кг/м³; LUBE-167 — 2 %;

M-1GEL — 28,53 кг/м³; XCD — 1,43 кг/м³; LO-WATE — 57,06 кг/м³.

Основные характеристики бурового раствора на водной основе

Плотность раствора, г/см ³	1,05
Пластическая вязкость, мПа·с.....	18
Предельное напряжение сдвига, кПа.....	11,97
Водоотдача (по прибору АНИ), мл.....	9,4
СНС, кПа, после:	
10 с покоя.....	2,4
10 мин покоя.....	6,72

Состав бурового раствора на основе морской воды:
морская вода — 0,15 м³; POLYPAC — 2,85 кг/м³; KOH — 1,43 кг/м³; LUBE-167 — 2 %; M-1GEL — 28,53 кг/м³; XCD — 2,85 кг/м³; LO-WATE — 57,06 кг/м³.

Основные характеристики бурового раствора на основе морской воды

Плотность раствора, г/см ³	1,05
Пластическая вязкость, мПа·с.....	11
Предельное напряжение сдвига, кПа.....	5,27
Водоотдача (по прибору АНИ), мл.....	9,4
СНС, кПа, после:	
10 с покоя.....	5
10 мин покоя.....	7

Предлагаемая рецептура бурового раствора. Проникновение фильтрата в пласт уменьшается при снижении водоотдачи бурового раствора и образовании глинистой корки определенного гранулометрического состава. Введение в буровой раствор бентонита, даже в небольших количествах, способствует образованию тонкой, твердой, легко удаляемой фильтрационной корки. Эту функцию выполняет добавка M-1GEL, позволяя эффективно регулировать водоотдачу бурового раствора. Добавка POLYPAC (полианионная целлюлоза) повышает эффективность бентонита, увеличивая твердость глинистой корки и улучшая регулирование водоотдачи при сравнительно небольшой концентрации бентонита в растворе. Добавка LO-WATE с регулируемым гранулометрическим составом уменьшает проникновение фильтрата бурового раствора в пласт за счет коагуляции. Концентрация LO-WATE регулируется в процессе бурения и увеличения объема твердой фазы в буровом растворе или же в связи с добавлением в раствор утяжелителя. Введение закупоривающих добавок является обязательным при бурении с использованием новых чистых растворов без твердой фазы.

Очистка ствола скважин, сложенных устойчивыми породами, осуществляется путем регулирования вязкости и скорости промывки.

Основным загущающим компонентом этой системы является М-1GEL. Недорогой, легко регулируемый и эффективный этот бентонит выполняет несколько функций. Концентрация бентонита должна поддерживаться на определенном уровне. Реологические параметры бурового раствора регулируются при его закачивании в скважину путем осторожного введения дефлокулянта или разбавителя TACKLE; для повышения значений реологических характеристик бурового раствора в него можно добавить биополимер XCD. Другим загущающим реагентом, совместимым с данной системой, является загуститель НЕС.

Вынос шлама из затрубного пространства можно осуществлять в ламинарном либо в турбулентном режиме, в зависимости от обстоятельств. Основной раствор обладает достаточной гибкостью, позволяющей легко переключаться с одного режима на другой. Введение в раствор разжижителя TACKLE позволит понизить вязкость систем с низкой концентрацией XCD, облегчая переход от ламинарного режима к турбулентному. Водный раствор TACKLE понижает вязкость систем с высокой концентрацией XCD. Вязкость раствора повышается в результате добавления POLYPAC или полимера XDC. Выбор определяется необходимостью регулирования водоотдачи и обеспечения обволакивающего эффекта с учетом того, что POLYPAC является многофункциональной добавкой. После этого можно вводить тиксотропный полимер, например XCD, позволяющий повысить вязкость раствора в случае небольшой скорости сдвига в затрубном пространстве при одновременном предупреждении повышения вязкости раствора при высоких скоростях сдвига в бурильной колонне и насадках долота.

Необходимость применения смазывающих добавок к буровому раствору при бурении горизонтальных скважин достаточно очевидна. Скважины более правильного профиля, приближающегося к идеальному, с минимальными изгибами, могут буриться без смазывающих добавок. Однако при увеличении нагрузки на долото даже в этих случаях введение смазывающей добавки облегчает процесс бурения. Вододиспергируемая смазывающая добавка LUBE-167 предназначена для уменьшения крутящего момента и аксиального трения во всех буровых растворах на водной основе. Эта добавка не содержит углеводов и не выделяет раздражающих паров. Реагент вводится непосредственно в буровой раствор в концентрации от 1 до 4 % (8,6–38,5 кг/м³). При повышении плотности бурового раствора концентрацию LUBE-167 можно

увеличить. В начальной стадии бурения введение реагента должно быть непрерывным.

Минимальное дифференциальное давление и образование тонкой глинистой корки уменьшают вероятность прихвата бурильной колонны в результате действия дифференциального давления. Понижение водоотдачи, образование качественной фильтрационной корки, смазывающая способность раствора обеспечивается введением нескольких компонентов в его состав. Добавлением M-1GEL уменьшается вероятность прихвата бурильной колонны. Добавка POLYPAC уменьшает водоотдачу и увеличивает прочность глинистой корки. Другим приемлемым регулятором водоотдачи является крахмал LUBE-167, который улучшает смазывающую способность бурового раствора.

Необходимо также тщательно контролировать содержание твердой фазы в буровом растворе, в противном случае может ухудшиться качество глинистой корки, что приведет к понижению эффективности всей системы. Содержание твердой фазы в буровом растворе должно поддерживаться на более низком уровне, чем при бурении вертикальных скважин на той же площади.

Обволакивающий эффект добавки POLYPAC и ее способность регулировать водоотдачу являются основными факторами, обеспечивающими сохранение устойчивости стенок скважины при бурении с использованием раствора данной системы. Из щелочей можно использовать гидроксид калия КОН, так как ионы калия повышают устойчивость стенок скважины, сложенных глинистыми сланцами. Водородный показатель pH вводимых добавок должен поддерживаться на минимальном уровне (9,0—9,8). Для повышения ингибирующей способности бурового раствора при возникновении серьезных осложнений в него дополнительно вводят POLY-PLUS. Пластовые давления уравниваются регулированием плотности бурового раствора.

Для бурения горизонтальных скважин и при вскрытии продуктивных горизонтов нашли применение растворы с добавлением крупнозернистой соли. Раствор на водной основе с добавлением крупнозернистой соли использовался при заканчивании двух сильно искривленных горизонтальных скважин на месторождении Прадхо Бей фирмой "Стэндед Аляска Продакшн Компэни".

"Клин Бридж" — запатентованная система, состоящая из смеси полимеров и специально обработанной крупнозернистой соли, которую добавляют в раствор поваренной соли

плотностью 1,2 г/см³. Все добавки являются водо- и кислото-растворимыми, образующаяся фильтрационная корка — тонкой и гладкой, быстро и полностью растворяющейся при воздействии воды или ненасыщенных рассолов. Для понижения гидростатического давления, регулирования реологических свойств, улучшения регулирования водоотдачи можно добавить дизельное топливо — до 30 % объема раствора (табл. 4.4).

При исследовании смазывающей способности бурового раствора коэффициент трения растворов с добавлением крупнозернистой соли сопоставили с коэффициентом трения растворов на углеводородной основе. Интересно отметить, что добавление дизельного топлива не улучшает смазывающей способности бурового раствора. Коэффициенты смазывающей способности — относительные величины, которые следует измерять на одном и том же устройстве. Несмотря на то что на различных измерительных приборах будут полученные высокие и низкие значения коэффициентов, относительные значения не должны изменяться (табл. 4.5). Измерения проводились на мониторе оценки смазывающей способности.

Т а б л и ц а 4.4

Реологические свойства бурового раствора с различной концентрацией дизельного топлива

Буровой раствор	Пластиче- ская вяз- кость, мПа·с	Предельное напряжение сдвига, кПа	Прочность геля*, 0,48 кПа	Водоотдача по прибору АНИ, см ³ /30 мин
Основной*	9	15,32	8/10	7,5
Основной + 5 % ди- зельного топлива	13	22,02	13/14	
Основной + 10 % ди- зельного топлива	15	22,50	13/14	
Основной + 15 % ди- зельного топлива	20	19,15	13/14	
Основной + 20 % ди- зельного топлива	22	19,63	13/14	
Основной + 30 % ди- зельного топлива	30	23,94	15/16	
Основной + 30 % ди- зельного топлива + 10 % NaCl***	20	22,98	12/14	
Основной + 30 % ди- зельного топлива + 20 % NaCl***	23	22,98	9/11	2,0
*Основной раствор с добавлением крупнозернистой соли концентра- ции 99,86 кг/м ³ и пеногасителя. **В числителе — после 10 с покоя, в знаменателе — после 10 мин. ***Раствор плотностью 1,2 г/см ³ .				

Таблица 4.5

Относительные коэффициенты трения бурового раствора при введении добавок различной концентрации

Буровой раствор	Масса добавки, кг			
	4	8	16	20
Чистая вода	0,60	0,57	0,50	—
Вода и глина	0,57	0,53	0,48	—
Раствор NaCl плотностью 1,2 г/см ³	0,41	0,39	0,38	—
На углеводородной основе	—	—	—	0,20
С добавлением крупнозернистой соли	0,28	0,26	0,23	0,22
С добавлением крупнозернистой соли и 20 % дизельного топлива	0,32	0,26	0,23	0,22
С добавлением крупнозернистой соли и 20 % дизельного топлива и 2 % MAG-COLUBE	—	—	—	0,14

После закачивания раствора с добавлением крупнозернистой соли отмечалось значительное уменьшение крутящего момента и аксиального трения.

Эффективная очистка горизонтальной скважины и ПЗП при вскрытии продуктивного пласта имеет особое значение для предупреждения образования скоплений шлама в результате осаждения частиц выбуренной породы в нижней части ствола. Скопления шлама приводят к увеличению крутящего момента и аксиального трения. Возрастает вероятность прихвата буровой колонны в результате воздействия дифференциального давления, так как вся буровая колонна лежит на нижней стенке ствола скважины. Образование более тонкой, гладкой и непроницаемой глинистой корки уменьшает вероятность прихвата за счет уменьшения передачи избыточного дифференциального давления.

Для уменьшения глубины проникновения фильтрата и нерастворимых частиц твердой фазы необходимо обеспечение тщательного регулирования водоотдачи. Уменьшение водоотдачи осуществляется путем поддержания концентрации нерастворенной соли NaCl на уровне 99,86 кг/м³, а частиц выбуренной породы — на минимальном уровне. Добавление дизельного топлива значительно понижает водоотдачу. Водоотдача (по прибору АНИ) чистых растворов с добавлением дизельного топлива составляет 2 см³/30 мин при толщине глинистой корки менее 0,8 мм, а без добавления — 7,5 см³/30 мин при толщине фильтрационной корки более 0,8 мм.

Для обеспечения совместимости системы бурового раствора, содержащего крупнозернистую соль, с породами формации Сэддршит провели исследование обратной проницаемости породы на керновых образцах. При исследовании ис-

Таблица 4.6

Результаты исследований кернов Сэдрошит с использованием буровых растворов, содержащих крупнозернистую соль

Зона	Но- мер керна	Коэффициент проницаемости			Буровой раствор	Нарушение прони- цаемости, %
		воздух — раствор	нефть — раствор	раствор — раствор		
1A	515	43,6	8,9	8,6	Основной	3,3
	526	24,8	5,8	5,7	" + 10 % нефти	1,8
	537	59,7	21,6	20,0	" + 20 % нефти	7,5
	538	66,0	23,7	22,6	" + 30 % нефти	4,7
1B	472	134,6	39,7	30,1	Основной	24,2
	482	186,6	72,0	59,9	" + 10 % нефти	16,8
	486	119,7	41,8	34,3	" + 20 % нефти	18,0
	494	170,5	64,2	58,1	" + 30 % нефти	9,6
2A	487	306,4	107,3	105,1	Основной	2,1
	488	582,9	124,8	106,1	" + 10 % нефти	15,0
	527	220,7	82,0	77,6	" + 20 % нефти	5,4
	567	256,4	78,1	72,7	" + 30 % нефти	6,9
2B	433	198,4	57,8	45,1	Основной	22,0
	454	91,7	16,5	17,9	" + 10 % нефти	—8,1*
	429	451,9	105,9	105,2	" + 20 % нефти	0,7
	456	236,0	75,4	63,1	" + 30 % нефти	16,4

*Причина того, что обратная проницаемость превышала начальную проницаемость по нефти, состоит в том, что обратное движение раствора увеличило проницаемость керна, начиная с зоны 2B. Другие испытания, начиная с зоны 2B, включали обратную промывку в процессе определения первоначальной проницаемости.

пользовали буровые растворы без дизельного топлива и с добавлением его в количестве 30 %. Исследования показали, что эмульгированный раствор, содержащий дизельное топливо, не ухудшает проницаемости пород свиты Сэдрошит. Результаты исследования обратной проницаемости керна на приборе конструкции Хасслера приведены в табл. 4.6.

Вначале образцы керна помещали в толуол. Проницаемость по газу определяли при ограничивающем давлении азота 3,5 МПа перед насыщением образцов керна приготовленной в лабораторных условиях связанной водой. Начальная проницаемость по нефти определялась при ограничивающем давлении 3,5 МПа дифференциальном давлении раствора 0,35 МПа. Образцы керна подвергали воздействию буровым раствором в течение 1 ч при давлении 0,7 МПа, а затем в течение 1 ч — в обратном направлении нефтью при давлении 0,35 МПа. Уменьшение проницаемости в среднем составляло 9,1 %. Обратная промывка нефтью была единственным средством удаления глинистой корки.

Ниже приведены сравнение влияния свойств флюидов, взятых с проектной глубины скв. JX-2 и B-30, на обратную проницаемость пород и состав твердой фазы, определенный

методом рентгеновской дифракции. Эти данные показывают, что чистый флюид на проектной глубине скв. В-30 способствует образованию более растворимой фильтрационной корки, оказывающей меньшее колюматирующее воздействие на пласт.

**Ухудшение проницаемости кернов (в %) формации
Сэддрошит**

Номер скважины	JX-2	В-30
Чистый флюид.....	1,8	—
Флюид на проектной глубине	23,4	4,9

**Состав твердой фазы (в %), определенный
методом рентгеновской дифракции**

Номер скважины	JX-2	В-30
NaCl.....	37	60
Кварц.....	31	23
Каолинит.....	12	10
Ангидрит.....	7	7
Кальцит.....	4	—
Иллит.....	5	—
Хлорит.....	3	—

**Материалы, химические реагенты и системы
буровых растворов для бурения
и заканчивания вертикальных
и горизонтальных скважин компании
"Эм-Ай Дриilling Флюидз К° ЛТД"**

Компания "Эм-Ай Дриilling Флюидз К° ЛТД" стремится оставаться лидером в области разработки новейших систем буровых растворов, открывая все новые возможности химии, совершенствуя технологию их производства с тем, чтобы поднять уровень разработок на небывалую высоту, имея в виду конечную цель — повышение скорости и качества бурения и заканчивания вертикальных и горизонтальных скважин.

Разработанные компанией реагенты не имеют себе равных, они буквально произвели революцию в индустрии производства буровых растворов, позволив максимально увеличить скорость бурения скважин и до минимума сократить число возможных осложнений.

Компания предлагает заказчикам экологически безвредные, технологически совершенные системы и продукты, понимая, что современные буровые растворы должны не только удовлетворять критериям экологической безопасности, но и превосходить по своим технологическим показателям все

разработанные ранее системы, обеспечивая их экономическую эффективность.

Новадрил — малотоксичная эмульсионная система на основе синтетических материалов, обеспечивающая устойчивость ствола скважины, обладающая ингибирующими и смазывающими свойствами, устойчивая к температурным воздействиям; ранее эти качества обеспечивались токсичными буровыми растворами на углеводородной основе.

Главным компонентом Новадрила является Новасол, синтетический олигомер. В состав Новадрила входят также три новых продукта: Новамул, Новавет и Новамод.

Энвиротерм — система бурового раствора для бурения высокотемпературных скважин, не содержащая хром и пригодная для бурения экологически чувствительных площадей. Энвиротерм устойчив к воздействию температур, превышающих 204 °С. В состав Энвиротерма входят два продукта: Сперсен СF — запатентованный, не содержащий хром лигносульфонат — и новый продукт Термекс, представляющих собой водорастворимую полимерную смолу; оба компонента выполняют роль основных температурных стабилизаторов.

МСАТ — система бурового раствора на водной основе с использованием катионов для обеспечения устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми сланцами; приближается к системе буровых растворов на углеводородной основе. Два катионных полимера МСАТ и МСАТ-А обеспечивают необходимые ингибирующие свойства при бурении химически активных, разбухающих вязких глин гумбо. В отличие от других катионных систем МСАТ совместима с обычными анионными полимерными добавками, регулирующими такие реологические свойства жидкостей, как вязкость и водоотдача.

KLA-GURE — ингибитор гидратации — представляет собой водорастворимый, экологически безвредный органический состав, предназначенный для предотвращения разбухания и диспергирования химически активных глин. Уникальный химический состав KLA-CURE обеспечивает его совместимость практически со всеми системами буровых растворов. Применение KLA-CURE повышает экономичность буровых растворов за счет уменьшения их разбавления водой вследствие диспергирования химически активных частиц глины.

PIPE-LAX ENV — это, в сущности, лучший из всех известных малотоксичный состав для освобождения прихваченной колонны бурильных труб вследствие воздействия дифференциального давления. Он легко смешивается и приготавливает-

ся. Для этого необходимо лишь правильно взвесить материал, чтобы получился раствор необходимой плотности. PIPE-LAX ENV выполняет также роль эффективного смазочного материала. Промысловые испытания показали, что эффективность PIPE-LAX ENV равна эффективности токсичных растворов для освобождения прихваченных труб на основе углеводородов.

Основные области применения систем буровых растворов компании "Эм-Ай Дриллинг Флюидз К° ЛТД"

Новадрил: скважины с резким изменением направления ствола; бурение морских буровых платформ или плавучих оснований; глубоководное бурение; бурение замкнутых систем; бурение высоконапорных газовых скважин; бурение высокотемпературных газовых скважин. Для вскрытия поглощающих горизонтов не применяется.

МСАТ: при бурении зон осложнений, сложенных глинистыми сланцами; при бурении сланцев с большим содержанием вязких глин гумбо; наклонно направленные и горизонтальные скважины; при высокой стоимости удавления шлама; при ограниченных возможностях применения буровых растворов на углеводородной основе; при высокой стоимости бурения. При бурении в нормальных условиях не используется.

Энвиротерм: высокотемпературные скважины (вертикальные и горизонтальные); экологически чувствительные площади; площади с ограничением применения хрома.

KLA-CURE: области применения; разбухающие сланцы; диспергирующие сланцы; сланцы гумбо; замкнутые системы; наклонно направленные и горизонтальные скважины.

PIPE-LAX ENV: бурение на шельфе; экологически чувствительные площади; ограниченные возможности приготовления буровых растворов.

Указанные системы получили широкое применение в самых различных условиях на море и на суше в Америке, Европе, Австралии.

Система Новадрил

Система Новадрил была специально разработана в качестве альтернативы бурению с применением обычных растворов или растворов на углеводородной основе. Эта

система, не имея в своем составе углеводородов, обладает всеми преимуществами буровых растворов на углеводородной основе — ингибирующими, смазывающими свойствами, низкой водоотдачей, устойчивостью к температурным воздействиям, увеличению содержания твердой фазы и химических реагентов, легкостью в обращении.

Новадрил разработан на основе синтетического материала, не токсичного по отношению к морской среде. Все вещества, входящие в состав Новадрила, экологически безвредны и не содержат каких-либо масел на нефтяной основе. Поэтому в обычных условиях сброс шлама или бурового раствора не более токсичен, чем при бурении с использованием раствора на водной основе.

Система Новадрил представляет собой эмульсию, в которой жидкое синтетическое вещество Новасол является жидкой фазой, в то время как соляной раствор служит в качестве диспергированной фазы. Плотность раствора может варьировать от плотности неутяжеленного раствора до $2,16 \text{ г/см}^3$. Водосинтетическое соотношение может изменяться от 40/60 до 10/90 в зависимости от плотности раствора и содержания твердой фазы. Ежедневное регулирование свойств бурового раствора, заключающееся в анализе и обработке системы, осуществляется аналогично регулированию свойств растворов на углеводородной основе.

Новадрил — очень гибкая система, рецептура которой может удовлетворять любым условиям бурения. Несмотря на то что она предназначалась для использования в экологически чувствительных регионах, в которых технологический регламент предусматривает применение растворов на углеводородной основе, ряд уникальных особенностей этой системы позволяет успешно использовать ее вместо обычных буровых растворов на углеводородной основе.

Ниже приводятся основные преимущества этой системы:

- низкая токсичность;
- повышенная безопасность и надежность;
- пониженная газорастворимость;
- более высокая смазывающая способность;
- дает более четкое представление о характере пластового флюида при пробной эксплуатации;
- хорошая совместимость с эластомерами;
- повышенная теплопроводность.

Продукты: *Новамул* (первичный эмульгатор) специально предназначен для получения устойчивых эмульсий с жидким

Новасолом в качестве дисперсной среды и рассола в качестве внутренней фазы.

Новавет (смачивающий агент). Поверхностно-активный реагент Новавет предназначен для эффективного смачивания барита, гематита, а также твердой фазы низкой плотности в системах Новадрил.

В системе Новадрил могут применяться другие вещества по специальным назначениям: *Новамог* — реологический модификатор; VG-69 — органофильная глина; VERSA-HRP — загуститель; VERSA-16 — понизитель водоотдачи.

Новасол. В отличие от дизельного или минерального масла синтетическая жидкость Новасол, являющаяся основой системы Новадрил, не производится непосредственно или косвенно из сырой нефти. Минеральные масла содержат широкий спектр углеводородов различной токсичности, в том числе некоторые ароматические соединения. Новасол синтезируется таким образом, который исключает содержание токсичных углеводородов, характерных для минеральных масел. Содержание ароматических веществ, в частности, в Новасоле, равно нулю. Получаемый в результате неводный раствор имеет токсичность на несколько порядков меньше токсичности минеральных масел.

Состав и свойства. Система Новадрил — очень гибкая и многофункциональная. В табл. 4.7 приведены примеры рецептуры системы с водосинтетическим отношением 30/70 для буровых растворов плотностью 1,09, 1,39 и 1,56 г/см³. Простота ее очевидна. Параметры образцов бурового раствора приведены в табл. 4.8.

Параметры бурового раствора в системе Новадрил можно легко регулировать с помощью целого ряда вспомогательных добавок аналогично буровым растворам на углеводородной основе. Например, введением реологического модификатора

Таблица 4.7

Типичная рецептура системы Новадрил с водосинтетическим отношением 30/70

Состав	Номер раствора (плотность, г/см ³)		
	1 (1,09)	2 (1,32)	3 (1,56)
Новасол, м ³	1	0,91	0,81
CaCl ₂ , м ³	0,46	0,45	0,43
Новамул, кг/м ³	14,265	14,265	14,265
Новавет, кг/м ³	13,79	13,79	13,79
Ca(OH) ₂ , кг/м ³	41,37	41,37	41,37
VG-69, кг/м ³	14,265	0,65	13,79
Барит, кг/м ³	165,5	473,6	787,4

Таблица 4.8

Типичные свойства системы Новадрил с водосинтетическим отношением 30/70 при температуре 48,9 °С

Свойства	Номер раствора (плотность, г/см)		
	1 (1,09)	2 (1,32)	3 (1,56)
Пластическая вязкость, мПа·с	26	31	44
Предел текучести, кПа	3,35	1,92	4,79
Показания вискозиметра при частоте вращения:			
6 об/мин	4	3	6
3 об/мин	3	2	5
СНС _{1/10} , кПа	4/5	4/5	5/7
Напряжение электропробоя, В	392	385	635
Водоотдача при температуре 121 °С и давлением 500 МПа	4,8	6,2	4,8

можно повысить нижний предел скорости сдвига бурового раствора.

Приготовление этих растворов на буровой или в лабораторных условиях аналогично приготовлению растворов на углеводородной основе.

Данные вискозиметра Хаксли — Бертрама свидетельствуют о том, что изменение реологических характеристик системы Новадрил под воздействием моделируемых изменяющихся температур и давлений на забой аналогично системе бурового раствора на углеводородной основе.

Проведенные в Норвегии и Нидерландах лабораторные исследования подтвердили, что Новадрил подвержен биологической деструкции как в аэробных, так и в анаэробных условиях. Фактическая скорость накопления шлама во времени лучше всего определяется с помощью замеров, производимых на морском дне. В проведенных в последнее время исследованиях отмечалась полная биологическая деструкция алифатических материалов, аналогичных Новасолу, в результате воздействия сульфатвосстанавливающих бактерий. Эти бактерии, вероятно, являются основной причиной анаэробной биодеструкции в условиях морского бурения.

Исследования по определению токсичности Новадрила в водной среде подтвердили его приемлемость для использования в морском бурении.

Проведенные в США исследования по определению токсичности системы Новадрил плотностью 1,2 г/см³ при водосинтетическом соотношении 20/80 с помощью микроорганизмов *Mysidopsis bahia*, на которых воздействовали в течение 96 ч, показали, что летальная его концентрация LC₅₀ превышает 200 000 ppm. Это значение LC₅₀ в несколько раз пре-

вышает значения летальной концентрации типичных буровых растворов на углеводородной основе.

Проведенные в Великобритании исследования токсичности с использованием микроорганизмов *Crangon crangon* дали довольно приемлемые результаты как для основного раствора Новадрила (> 1800 мг/л), так и для системы (> 32 000 мг/л). Исследования по определению биологического накопления показали, что Новасол не накапливается в тканях живых организмов. Эти результаты позволили Департаменту по делам энергетики присвоить Новадрилу нулевую классификационную категорию по шкале токсичности химических реагентов.

Полномасштабные исследования токсичности проводились также в Норвегии с использованием водорослей, ракообразных и двусторчатых моллюсков. Во всех случаях значения концентрации LC_{50} значительно превышали минимальный уровень.

4.4. МЕТОДЫ ИЗОЛЯЦИИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ

Методы изоляции и ограничения водопритоков основаны на закачке цементирующего (изолирующего) материала в зону проводящих каналов.

К месту необходимой изоляции материал доставляется по технологии установки цементных мостов (с некоторыми вариациями), часто — под давлением.

В глубоких высокотемпературных скважинах при проведении указанных работ довольно часто происходят аварии, связанные с интенсивным загустеванием и схватыванием смеси глинистого и цементного растворов или доставляемых других материалов. В некоторых случаях мосты оказываются негерметичными или недостаточно прочными.

Успешная установка мостов или доставка иных материалов зависит от многих природных и технических факторов, обуславливающих особенности формирования цементного камня, а также контакт и "сцепление" его с горными породами и металлом труб.

Цель установки мостов — получение устойчивого водогазонефте непроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и квернзной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта, изоля-

ции места водопритокков и консервации или ликвидации скважин.

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: испытывающих давление жидкости или газа и испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях. Мосты, относящиеся ко второй категории, должны, помимо газонепроницаемости, обладать весьма высокой механической прочностью.

Анализ промысловых данных показывает, что на мосты могут создаваться давление до 85 МПа, осевые нагрузки до 2100 кН и возникают напряжения сдвига на 1 м длины моста до 30 МПа. Такие значительные нагрузки возникают при опробовании скважин с помощью испытателей пластов и других видах работ.

Несущая способность цементных мостов зависит от их высоты, наличия (или отсутствия) и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0,15–0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточная высота моста 18–25 м. Наличие же на стенках колонны слоя бурового (глинистого) раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и увеличению необходимой высоты до 180–250 м. В связи с этим высота моста

$$H_m \geq H_0 - \frac{Q_m}{\pi D_c [\tau_m]}, \quad (4.10)$$

где H_0 — глубина установки нижней части моста; Q_m — осевая нагрузка на мост, обусловливаемая перепадом давления и разгрузкой колонны труб или испытателя пластов; D_c — диаметр скважины; $[\tau_m]$ — удельная несущая способность моста, значение которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста.

Герметичность моста также зависит от состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой прослойки с напряжением сдвига 6,8–4,6 МПа, толщиной 3–12 мм градиент давления прорыва воды составляет 1,8–0,6 МПа на 1 м (в случае отсутствия ее нарушения). При отсутствии корки про-

рыв воды происходит при градиенте давления более 7,0 МПа на 1 м.

Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. В связи с этим высоту цементного моста следует определять из выражения

$$H_m \geq H_0 - \frac{P_m}{[\Delta p]}, \quad (4.11)$$

где p_m — максимальное значение перепада давления, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ — допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста, от применяемых тампонажных материалов.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (4.10) и (4.11), выбирают большее. Ориентировочные значения $[\tau_m]$, $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 4.9.

Установка мостов проводится балансовым методом, сущность которого состоит в следующем. До забоя спускают заливочные трубы и промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора, затем затворяют и продавливают в трубы цементный раствор. Необходимым условием при этом является обязательное соответствие плотности про-

Таблица 4.9

Ориентировочные значения $[\tau_m]$ и $[\Delta p]$

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\tau_m]$, МПа
<i>В обсаженной скважине</i>		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5,0	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
Без скребков и жидкостей	1,0	0,05
<i>В необсаженной скважине</i>		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1,0	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1,0	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

давочного раствора плотности бурового раствора, благодаря чему происходит уравнивание цементного раствора в трубах и кольцевом пространстве. После продавки трубы поднимают до определенной отметки, а избыточный цементный раствор вымывают обратной промывкой.

Процесс установки моста имеет много общего с процессом цементирования колонн и обладает рядом особенностей, которые сводятся к следующему:

- используется малое количество тампонажных материалов;
- нижняя часть заливочных труб ничем не оборудуется, стоп-кольцо не устанавливается;

- не применяются резиновые разделительные пробки;
- во многих случаях производится обратная промывка скважин для "срезки" кровли моста;

мост ничем не ограничен снизу и может растекаться под действием разности плотности цементного и бурового растворов.

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3,0–6,0 МПа и одновременной промывке, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забуривания нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

Установка цементного моста — трудоемкая и дорогостоящая операция. Так, установка моста в 146-мм колонне на глубине 2400 м занимает 38,8 ч. При этом не учтены работы по разбуриванию верхней части моста и различные осложнения, часто происходящие в скважинах. Для ускорения и удешевления этих работ многие исследователи предлагают устанавливать короткие мосты взамен обычных, в связи с чем были разработаны различные механизмы, спускаемые в скважину на трубах, кабеле или тросе. Однако по ряду технических причин они не нашли широкого применения и в настоящее время используются редко. Большая часть мостов устанавливается обычным способом при помощи заливочных труб. Поэтому здесь рассматриваются только примеры стандартной установки цементных мостов.

До настоящего времени основной способ установки цементных мостов — закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и

средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продавочной жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста. Эффективность данного способа низка, что и подтверждается данными практики: до 50 % мостов оказываются непрочными, негерметичными или они вообще отсутствуют.

Вязущие материалы, применяемые для цементирования обсадных колонн, пригодны для установки прочных и герметичных мостов и изоляции большинства случаев водопритокков. Некачественная установка мостов или вообще их отсутствие, преждевременное схватывание раствора вяжущих веществ и другие факторы в определенной степени обусловлены неверным подбором рецептуры растворов вяжущих веществ по срокам загустевания (схватывания) или отклонениями от подобранной в лаборатории рецептуры, допущенными при приготовлении раствора вяжущих.

Для уменьшения вероятности возникновения осложнений сроки схватывания, а при высоких температурах и давлениях сроки загустевания, должны превышать продолжительность работ по установке мостов не менее чем на 25 %.

При высоких температурах и давлениях сопротивление сдвигу цементного раствора даже после кратковременных остановок (10–20 мин) циркуляции может резко возрасти, и циркуляцию восстановить не удастся, и в большинстве случаев колонна заливочных труб оказывается прихваченной.

Вследствие этого при разработке рецептуры цементного раствора необходимо исследовать динамику его загустевания на консистомере (КЦ) по программе, имитирующей процесс установки моста.

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема — одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкостью при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V); \quad (4.12)$$

$$\Delta V = \frac{H_m S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3, \quad (4.13)$$

где V_T — внутренний объем колонны заливочных труб, м³; ΔV — относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_m — протяженность цементного моста, м; S_T — площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м²; C_0 — коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 — коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 — коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 4.10.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = H S_c + V_T(C_1 + C_2 + C_3 + C_0), \quad (4.14)$$

где S_c — площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 — коэффициент потери цементного раствора при смещении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 4.10).

При использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью. Зоны смешения могут быть очень

Т а б л и ц а 4.10

Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффици- енты	Для бурильных труб с выса- женными внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	—	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	—	0,02	—
C_5	0,40	—	0,40	—
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения H_{cm} в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{cm} = H_m + \frac{C_2 V_t + C_6 V_{cm}}{S_k}, \quad (4.15)$$

где V_{cm} — объем зоны смешения, m^3 ; S_k — площадь кольцевого сечения скважины, m^2 ; C_6 — коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 4.10); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ — при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

для первой порции

$$V_1 = C_4 V_t + C_5 H_m S_c; \quad (4.16)$$

для второй порции

$$V_2 = C_4 V_{п}, \quad (4.17)$$

где C_4 , C_5 — коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве (см. табл. 4.10).

Успешность операции по установке цементного моста возрастает при использовании разделительных пробок. Однако анализ промысловых материалов свидетельствует о том, что в 35–45 % случаев момент срезки штифтов подвесной разделительной пробки на поверхности не фиксируется. В результате выполненных исследований было установлено, что для фиксации момента срезки штифтов, рассчитанных на перепад давления 3–4 МПа, необходимо получить гидравлический удар определенной интенсивности.

Такой гидравлический удар может быть получен при определенной подаче насоса цементирующего агрегата (ЦА) в зависимости от диаметров колонны заливочных труб и скважины (табл. 4.11).

Таблица 4.11

Допустимая производительность насоса при срезке штифтов

Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³			Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³		
колоны заливочных труб	скважины				колоны заливочных труб	скважины			
		1000	1600	2200			1000	1600	2200
60	94	2,9	2,3	2,0	114	190	7,9	6,3	5,5
	126	3,5	2,8	2,4		269	9,4	7,6	6,6
73	126	4,8	3,9	3,4	140	214	9,0	7,2	6,2
	146	5,0	4,1	3,5		320	11,5	9,2	8,0

Важным фактором, влияющим на успешность установки мостов и цементирование скважин, а также доставки изолирующих материалов для ликвидации водопритоков, является смешение бурового раствора с тампонажным и другими жидкостями, в результате чего образуется иная жидкость с отличными реологическими свойствами. Поскольку в большинстве случаев буровые и цементные растворы обрабатываются химическими реагентами, смешение их сопровождается, как правило, образованием труднопрокачиваемых пробок, являющихся одной из основных причин значительного повышения давления. Смешение растворов зависит от их реологических параметров, режима движения, конструкции и глубины скважины, конфигурации ствола, разницы плотностей и т.д. По данным анализа термограмм, цементограмм и результатов гамма-каротажа цементный и буровой растворы могут смешиваться на очень больших участках. Необходимо применение буферных жидкостей.

Образование зон смешения при закачке в скважину цементного раствора более опасно, чем при закачке шлакового раствора. Подтверждением этого является изменение подвижности смесей, изображенное на рис. 4.2, из которого следует, что растекаемость бурового раствора после введения в него 5–10 % цементного раствора уменьшается от 18 до 8–6 см. В дальнейшем заметное увеличение подвижности смеси наблюдается лишь после доведения количества цементного раствора в нем до 80 %.

Для шлаковых растворов характерна другая закономерность: они сильно сгущаются при попадании в них небольших количеств бурового раствора, но во всех случаях темп и

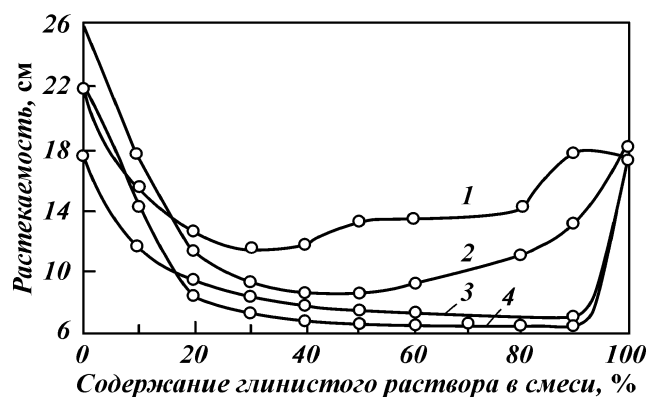


Рис. 4.2. Изменение растекаемости смесей тампонажного и бурового растворов различных составов:

1 – шлаковый и буровой растворы; 2 – то же, 0,4 % ССБ, 0,2 % хромпика и буровой раствор; 3 – портландцементный и буровой растворы; 4 – то же, 0,3 % ССБ, 0,1 % хромпика и буровой раствор

абсолютное значение их загустевания значительно меньше, чем у смесей с цементным раствором.

На подвижность смесей заметное влияние оказывают замедлители сроков схватывания. Использование тампонажных растворов, особенно шлаковых, содержащих ССБ и хромпик, повышает интенсивность загустевания смесей, что происходит за счет дополнительных реакций между замедлителями и реагентами, содержащимися в цементном и буровом растворах.

Существуют различные разновидности мостов в скважинах: СТС (стреляющие тампонажные снаряды), резиновые, металлические, намыв песка, барита и др.

5

ГЛАВА

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ (ПЕРФОРАЦИЯ)

5.1. ПЕРФОРАЦИЯ. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ

Основная задача вторичного вскрытия — создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимальных для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и плотности перфорации.

При разработке процесса перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

толщина, фильтрационно-емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;

расстояние до контактов водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК);

пластовое давление и температура в интервале перфорации;

число обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр в колонне труб;

максимальный угол отклонения скважины от вертикали;

состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки;

свойства и состав жидкости, применявшейся при первичном вскрытии пласта.

В нефтегазодобывающих скважинах интервал перфорации определяется насыщенностью пород пластовыми флюидами и устанавливается геологической службой предприятий, ведущих буровые работы.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой "шапкой" перфорируются в нефтяной части. Расстояние от нижних отверстий до ВНК и от верхних отверстий до ГНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем с учетом наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, неоднородности, вертикальной трещиноватости и допустимого градиента давления на цементную оболочку эксплуатационной колонны.

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

При репрессии следует вскрывать пласты с нормально и аномально высоким пластовым давлением независимо от положения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК) и при наличии в нефти агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород).

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Через НКТ закачивают перфорационную и буферную (при необходимости) жидкости из расчета заполнения интервала перфорации и на 100–150 м выше. Устье скважины оборудуется противовыбросовым устройством (задвижкой с превентором).

Перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал.

В зонах ВНК и ГНК перфорация выполняется одним спуском перфоратора.

Слабопроницаемые цементированные пласты рекомендуется вскрывать гидропескоструйной перфорацией.

В мировой и отечественной практике нефтегазодобывающей промышленности прострелочные перфорационные работы в нефтяных и газовых скважинах по видам и объемам (%) применения распределяются следующим образом.

Кумулятивная перфорация.....	90—95
В том числе с депрессией на пласт.....	2—4
Пулевая перфорация.....	2—3
Гидроабразивная.....	1—2
Прочие виды (механическая, с растворяющимися вставками и др.)	0,5

В подавляющем большинстве случаев перфорационные работы всех видов в скважинах производятся при репрессии Δp_p на продуктивный пласт. Значение репрессии не должно превышать 5—10 % значения пластового давления (но не более 2,5—3,5 МПа) в зависимости от глубины скважины.

При репрессии на пласт в призабойной зоне продуктивного пласта образуется блокирующая зона, состоящая из пристенной кольматационной (толщиной до 5—1,5 мм) и инфильтрационной (радиусом до 300—1000 мм) зон. Чем больше репрессия на пласт (а также водоотдача бурового раствора и время контакта его с продуктивным пластом), тем более мощная блокирующая зона образуется при вскрытии пласта.

Вторичное вскрытие пласта осуществляется перфорацией, для чего применяют стреляющие или гидропескоструйные перфораторы. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпедные и кумулятивные. В последние годы появились пулевые перфораторы с вертикально-криволинейными стволами, обладающие высокой пробивной способностью. Сейчас они ограниченно применяются в некоторых геолого-технических условиях.

Гидропескоструйная перфорация, относимая некоторыми авторами даже не к средствам вскрытия, а к средствам интенсификации притока, как показал промысловый опыт, не дает существенных преимуществ перед широко распространенной кумулятивной перфорацией. По этой причине, а также в связи с большой трудоемкостью широкого распространения гидропескоструйная перфорация пока не получила.

Для вторичного вскрытия пластов применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габари-

ты 90, 73 и 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм. У перфораторов типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравнивания сил отдачи парные стволы идут в общих пороховых камерах навстречу друг другу. Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфоратора, причем используются пули с увеличенными диаметром и массой.

Глубина пробивания в породе средней прочности указана ниже.

Тип перфоратора.....	ПВН90, ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Глубина, мм.....	140	180	200

Области применения перфораторов типов ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими (предельная температура и максимальное допустимое давление), так и геологическими условиями. Учитывая, что пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, глубина каналов в породах низкой и средней прочности, пробиваемых пулевыми перфораторами, больше глубины каналов, пробиваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности ($\sigma_{сж} > 50$ МПа) — наоборот, меньше.

Формирование перфорационных каналов в пласте, полученных с помощью кумулятивных зарядов, имеет следующие особенности. При схлопывании металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит только примерно 10 % ее массы. Остальная часть формируется в стержне сигарообразной формы и движущемся со скоростью приблизительно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, этот так называемый пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. При проникании струи в преграду расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Поэтому диаметр канала обычно превышает диаметр струи. Однако за счет этих процессов происходит изменение структуры порового пространства породы в зоне вокруг перфорационного канала. При этом в зависимости от свойств породы и условий в скважине в момент перфорации может иметь место как уп-

лотнение породы вокруг канала, так и разрыхление ее. Корпусные кумулятивные перфораторы, с помощью которых выполняется большой объем работ по вскрытию продуктивных пластов в России, оказывают наименьшее нежелательное взрывное воздействие на обсадную колонну и заколонное цементное кольцо, поскольку основную часть энергии взрыва зарядов воспринимает на себя корпус перфоратора. Из перфораторов типа ПК более распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО — перфораторы ПКО98, ПКО73.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорить проведение прострелочно-взрывных работ, так как вскрываемая за один спуск перфоратора толщина пласта может достигать 30 м. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно производить вскрытие при спуске их внутри насосно-компрессорных труб. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно выше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, после взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединительных деталей, которые в последующем могут привести к осложнениям при эксплуатации скважин.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах страны наибольшее распространение нашли перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся — перфораторы с зарядами в литых алюминевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемые при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, приведены на рис. 5.1, пробивная способность перфораторов представлена на рис. 5.2.

Образование канала в преграде при гидropескоструйной перфорации осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, а также абразивного действия песка, содержащегося в струе. Это пока единственный промышленно применяемый в настоящее время способ вскрытия пластов, исключаящий воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразный в тех случаях, когда механоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

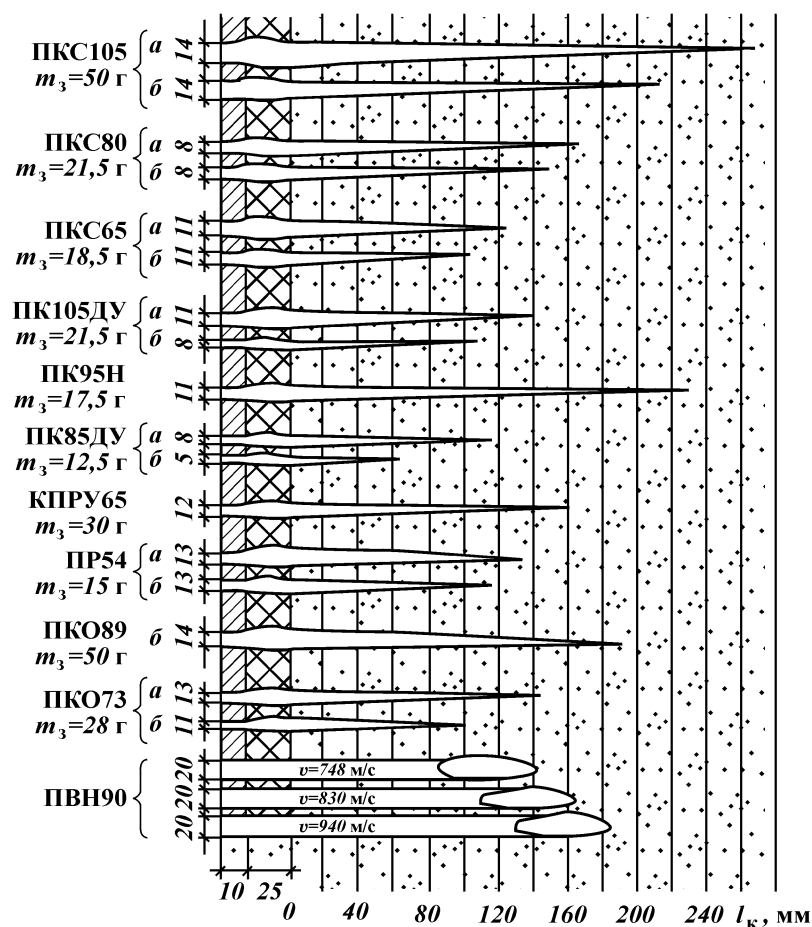


Рис. 5.1. Размеры перфорационных каналов для перфораторов основных типов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода):

a – в поверхностных условиях; *б* – при давлении 30 МПа; m_3 – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола; l_k – длина канала

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твердых сплавов, при прокачке через который жидкости с расходом 1–6 л/с, скорость струи достигает 200 м/с. Для создания необходимых давлений при прокачке гидроабразивных смесей используются насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, количество которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время обра-

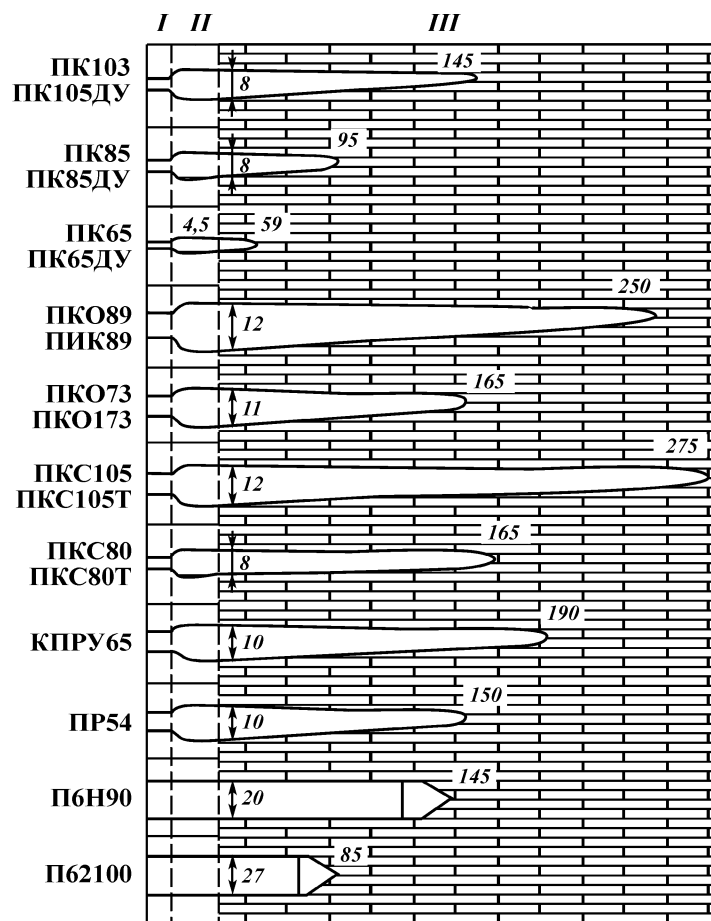


Рис. 5.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж} = 20$ МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж} = 45$ МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа): I — обсадная труба; II — цементное кольцо; III — порода

зования одного канала колеблется от 20 до 30 мин, расход рабочей жидкости — от 1 до 7 м³, песка — от 50 до 700 кг.

Как показали стендовые испытания, а также промысловые эксперименты с использованием скважинной мишени, в условиях гидростатических давлений, характерных для скважин средних глубин, глубина перфорационных каналов в породах

средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая значительно большую трудоемкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, на промыслах она применяется в настоящее время довольно редко.

Вопросы гидропескоструйной перфорации глубоко рассмотрены Р.С. Яремийчуком и Ю.Д. Качмаром.

Как разновидность описанного, известен метод азотогидропескоструйной перфорации, разработанный ЦНИЛом (г. Ивано-Франковск) б. объединения "Укрнефть". Сущность метода заключается в образовании отверстий или прорезей в обсадной колонне и каналов или выработок в цементном кольце и породе пласта с помощью газожидкостной струи, содержащей абразивный материал. Утверждается, что за счет добавления газа в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 1,5–2 раза) увеличить размеры перфорационных каналов. На размеры выработки существенно влияет значение газогидросодержания. Наряду с возможностью увеличения длины канала при гидропескоперфорации с азотом прослеживается еще ряд преимуществ по сравнению с использованием жидкостно-песчаных смесей: создается дополнительный перепад на насадках за счет разности плотностей аэрированной смеси в НКТ и затрубном пространстве, увеличивающейся с ростом глубины скважины. При проведении процесса важным фактором успеха является создание давления в скважине значительно меньше гидростатического. При этом сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт. Разработанные технология и оборудование обеспечивают проведение работ в скважинах глубиной 2000–2500 м. С некоторыми усовершенствованиями технология может быть использована в скважинах глубиной до 5000 м. Небольшой объем внедрения был положительным.

5.2. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ В СКВАЖИНЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ НЕСОВЕРШЕНСТВО ПЗС

Скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю толщину, то такая скважина называется несовершенной по степени вскрытия пласта. В обоих случаях

фактический дебит при прочих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые обусловлены искривлением и сгущением линий токов жидкости и газа в околоствольной зоне пласта и на стенке скважины (точнее, на границе скважина — пласт). Сгущение линий токов, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, вскрывшей продуктивный пласт на всю толщину. По причине нарушения геометрии течения жидкости и газа рассматриваемые виды несовершенства иногда называют несовершенством геометрическим.

Гидродинамически совершенной считается скважина, размещенная в центре кругового пласта с радиусом R_k , свойства которого изотопны во всех направлениях. При этом жидкость поступает к открытому забою и является однофазной и несжимаемой. Из рис. 5.3 видно, что в гидродинамически совершенной скважине основная доля перепада давления сосредоточена в зоне пласта непосредственно вокруг ствола скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 м, до стенки скважины радиусом 0,1 м, то половина всего перепада давления расходуется на продвижение жидкости в пористом пространстве

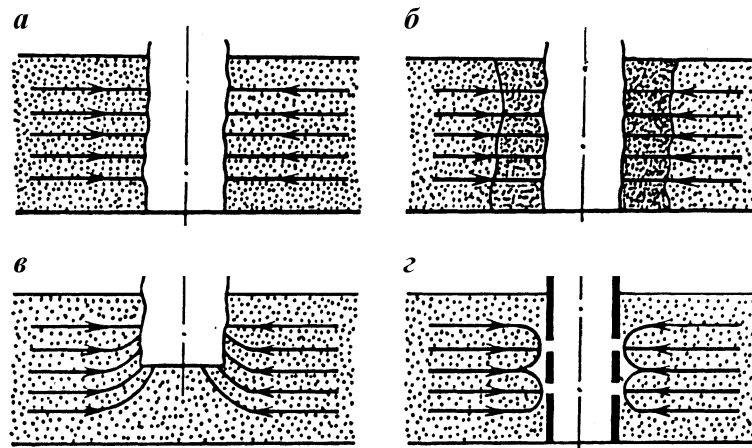


Рис. 5.3. Схема притока и гидродинамически совершенную (а) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного пласта

только в зоне 5,5 м вокруг скважины. Следовательно, призабойная зона играет решающую роль в притоке жидкости к скважине.

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

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

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

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

В пласте вокруг скважины радиусом r_c образуются две зоны с измененной проницаемостью — зона проникновения фильтрата радиусом $R_{з.п}$ и зона коьматации радиусом r_k (рис. 5.4). Такую скважину называют несовершенной по качеству вскрытия пласта.

Если скважина несовершенна по степени и характеру

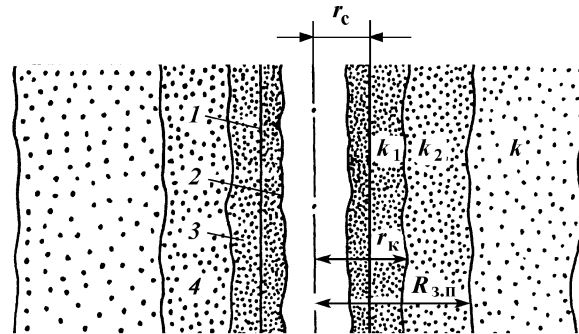


Рис. 5.4. Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением:

1 — стенка скважины; 2 — глинистая корка; 3 — зона коьматации; 4 — зона проникновения фильтрата бурового раствора; k , k_1 , k_2 — проницаемость соответственно природная, в зоне коьматации и зоне проникновения фильтрата; r_c — радиус ствола скважины; r_k — радиус зоны коьматации; $R_{з.п}$ — радиус зоны проникновения фильтрата

вскрытия продуктивного пласта, то коэффициент гидродинамического совершенства

$$\varphi = \frac{\ln(R_k / r_c)}{\ln(R_k / r_c) + c_1 + c_2}, \quad (5.1)$$

где R_k — радиус контура питания; c_1 — безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта; c_2 — безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициент c_1 определяется степенью вскрытия продуктивного пласта, а коэффициент c_2 зависит от длины l_k и диаметра d_k перфорационных каналов и плотности перфорации n . Эти коэффициенты находятся по известным графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов на электrolитических моделях, или по формулам, полученным математической обработкой экспериментальных данных.

Оценим качественно влияние параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (5.1), приняв, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю толщину, т.е. $c_1 = 0$. Результаты расчетов иллюстрируются графически на рис. 5.5. При плотности перфорации 10 отв/м и более (см. рис. 5.5, в) увеличение глубины перфорационных каналов не приводит к значительному росту коэффициента совершенства скважины. При очень больших значениях плотности перфорации и длины каналов на этом рисунке появляется область, где значение коэффициента совершенства больше единицы, т.е. геометрически несовершенная скважина имеет в этой области более высокую продуктивную характеристику, чем если бы она была совершенной. Теоретически это объясняется на основе закона распределения давления в пласте вокруг работающей скважины. В промысловых условиях таких случаев практически нет.

Поперечный размер каналов перфорации (см. рис. 5.5, б) несущественно влияет на степень совершенства скважин, поэтому нет острой необходимости создавать прострелочную аппаратуру для получения каналов большого диаметра. Увеличение плотности перфорации более 20 отв/м (см. рис. 5.5, в) может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

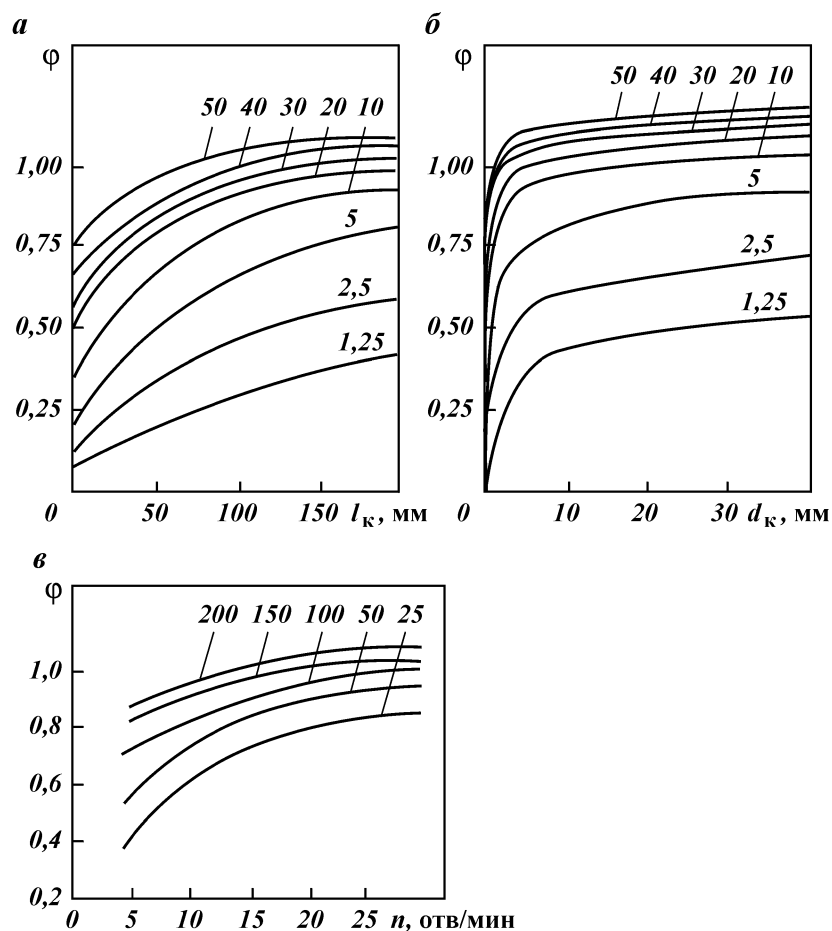


Рис. 5.5. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства φ скважины от различных параметров ($R_k = 400$ м, $r_o = 0,1$ м):
а — от длины канала перфорации l_k ($d_k = 12$ мм; шифр кривых — плотность перфорации, отверстие на 1 м); **б** — от диаметра канала перфорации d_k ($l_k = 150$ мм; шифр кривых — плотность перфорации, отверстие на 1 м); **в** — от плотности перфорации n ($d_k = 12$ мм; шифр кривых — длина канала перфорации l_k , мм)

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации необходимо считать плотность не более 12–16 отв/м;

при плотности перфорации 12–16 отв/м и длине перфорационных каналов 150 мм увеличение диаметра канала свыше 6–8 мм практически не приводит к росту степени совершенства скважин.

Эти выводы справедливы только для идеальных условий притока в скважину, когда пористая среда во всех точках пласта имеет одинаковую проницаемость, а цилиндрические перфорационные каналы чистые по всей длине. Реальная картина притока нефти или газа в скважину в значительной степени осложняется отмеченными ранее негативными явлениями. Схематичное изображение призабойной зоны перфорированной скважины показано на рис. 5.6, из которого следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства φ скважины следует ввести, кроме уже известных коэффициентов, еще безразмерный коэффициент S_{Π} , учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне из-за несовершенства скважины по качеству вторичного вскрытия продуктивного пласта перфорацией. В данном случае дополнительные фильтрационные сопротивления обусловлены снижением проницаемости породы вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект может быть определен с помощью, например,

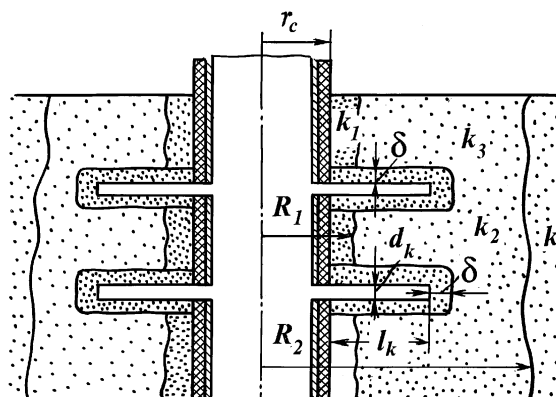


Рис. 5.6. Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины:

r_c — радиус ствола скважины; l_k — длина канала перфорации в породе; d_k — диаметр канала перфорации; R_1 , R_2 — радиус соответственно зоны влияния бурового раствора и ПЗП; δ — размер зоны влияния жидкости перфорации; k , k_1 , k_2 , k_3 — проницаемость соответственно пласта, зоны влияния бурового раствора, ПЗП, зоны влияния жидкости перфорации

геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить значение скин-эффекта для перфорационных каналов по промысловым исследованиям пока не представляется возможным.

Американские исследователи для случая ламинарного потока в перфорационный канал предлагают использовать формулу

$$S_{\Pi} = \frac{1}{n l_{\kappa}} \left(\frac{k}{k_3} - \frac{k}{k_2} \right) \ln \frac{r_{\kappa} + \delta}{r_{\kappa}}.$$

Если в зоне вокруг перфорационного канала происходит нарушение линейного закона фильтрации Дарси (что характерно для высокопродуктивных нефтяных скважин и особенно для газовых скважин), то значение S_{Π} резко возрастает.

Существующая технология вторичного вскрытия пластов перфорацией предполагает спуск перфораторов в скважину на каротажном кабеле в зону перфорации с заполнением скважины обычно тем же буровым раствором, с использованием которого вскрывали бурением продуктивный пласт. В момент сообщения скважины с пластом в последний через перфорационные каналы под действием статического давления и динамических взрывных нагрузок будет фильтроваться буровой раствор. В поры породы вокруг перфорационных каналов проникают как твердые частицы из раствора, так и фильтрат из него. Кроме того, при воздействии взрывных нагрузок на призабойную зону через перфорационные каналы в пласте могут происходить следующие механоактивационные процессы: испускание электронов (механоэмиссия), свечение (механолюминесценция), протекание на поверхности химических реакций (механохимия), излучение звука (акустоэмиссия), пьезоэффект и др.

В результате механоактивации поверхность твердого тела приходит в неравновесное активное состояние. Например, поверхностный центр (атом на поверхности) путем перехода из электронно-колебательного в электронное возбуждение становится активным и способным вступать в реакции с молекулами окружающей среды. За счет пьезоэффекта возникающие в кристаллах электрические поля могут существенно изменить взаимодействие породы с полярной жидкостью, проникшей в пласт, а в некоторых случаях и полностью блокировать эти проводящие пути для жидкости.

Такие явления еще недостаточно изучены, однако имеющийся лабораторный и промысловый материал уже позволя-

ет сделать некоторые выводы и выдать практические рекомендации по выбору наиболее целесообразной технологии вторичного вскрытия пласта.

Эксперименты по отстрелу наиболее распространенных кумулятивных перфораторов ПК105ДУ с имитацией перепада давления из пласта в скважину при давлениях в зоне перфорации 10, 20, 30, 40 МПа и при горных давлениях соответственно 25, 50, 75 и 100 МПа показали следующее. В искусственном песчанике в этом диапазоне давлений глубина получаемого канала мало изменяется и составляет в среднем 111 мм при диаметре канала 12 мм. Несмотря на наличие видимой зоны уплотнения породы вокруг перфорационного канала, пропускная способность мишени с реальным каналом $q_{\text{ф}}$ оказалась равной $q_{\text{ид}}$ для этих же размеров каналов, т.е. коэффициент совершенства ϕ оказался равным единице. Это означает, что канал, полученный в условиях перфорации на депрессии, является эффективным по всей длине и не имеет зоны породы пониженной проницаемостью. Следовательно, если бы перфорация в скважине производилась в этих условиях, то для расчета дебита перфорированной скважины можно было бы воспользоваться графиками В.И. Щурова. Следует отметить, что в аналогичных условиях, по данным американских авторов, кумулятивные заряды различных фирм США не дают таких гидродинамически эффективных каналов при отстрелах на депрессии, очевидно, вследствие конструктивных особенностей зарядов и используемой для лабораторных исследований мишени.

Серия отстрелов этих же зарядов при перепаде, направленном из скважины в пласт, с использованием различных жидкостей, заполняющих скважину, проведенная для выяснения количественного влияния твердой и жидкой фазы на степень загрязнения породы вокруг перфорационных каналов, показала следующее. При отстреле зарядов с использованием воды при репрессии на пласт 1 МПа коэффициент совершенства канала оказался равным 0,875. Иными словами, поскольку других причин уменьшения этого коэффициента нет, степень восстановления проницаемости породы равна 87,5 % (первоначальная проницаемость искусственных кернов составляла в данных экспериментах от 0,12 до 0,20 мкм²).

При наличии в зоне перфорации бурового раствора плотностью 1,10 г/см³, а также утяжеленных баритом буровых растворов плотностью 1,60 и 2,00 г/см³, приготовленных на воде, коэффициенты совершенства канала соответственно были равны 0,54; 0,45 и 0,43, хотя глубина и диаметр перфо-

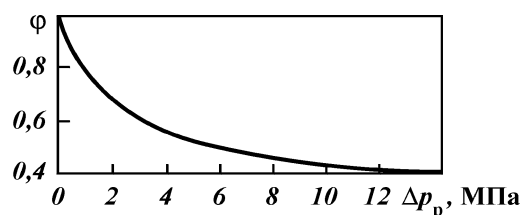


Рис 5.7. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства ϕ канала от значения репрессии Δp_p при перфорации в хроматном растворе

рационных каналов остались практически теми же, что и при перфорации на воде. Это говорит о том, что уменьшение коэффициента совершенства канала от 0,875 до 0,54 и 0,45 может быть объяснено только проникновением твердой фазы в поры породы. Этот канал длиной 111 мм с зоной загрязнения дает такое же значение дополнительных фильтрационных сопротивлений в цилиндрическом керне диаметром 90 мм и длиной 200 мм, как и чистый канал длиной всего 8–18 мм, т.е. несовершенная технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов сводит на нет преимущество длинных перфорационных каналов.

Для оценки влияния значения репрессии, типа бурового раствора и первоначальной проницаемости породы на установке "Пласт" И.Н. Гайворонским и другими исследователями были проведены эксперименты с использованием буровых растворов, нашедших наиболее широкое применение при бурении скважин и их перфорации в Западной Туркмении. На рис. 5.7 представлена зависимость коэффициента совершенства канала от значения репрессии при перфорации в среде хроматного бурового раствора. Видно, что темпы снижения коэффициента совершенства ϕ канала наиболее высоки в интервале репрессии Δp_p до 2 МПа, т.е. даже малейшая репрессия на пласт в момент перфорации приводит к существенному ухудшению качества гидродинамической связи перфорационных каналов с пластом.

На рис. 5.8 показана зависимость коэффициента совершенства ϕ канала от первоначальной проницаемости k искус-

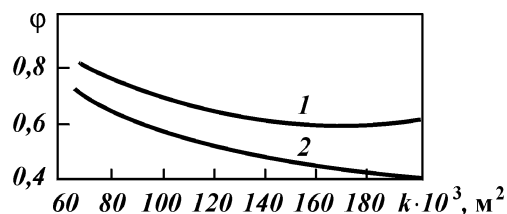


Рис 5.8. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства ϕ канала от первоначальной проницаемости породы k при отстреле зарядов в хроматном (1) и известковом (2) растворах

ственного песчаника, перфорированного на репрессии значением 2 МПа с использованием хроматного и известкового буровых растворов. Видно, что в обоих случаях с ростом первоначальной проницаемости породы коэффициент совершенства канала существенно снижается.

В табл. 5.1 показаны результаты исследований влияния на коэффициент совершенства ϕ типа бурового раствора и соотношения между размерами пор и частиц твердой фазы бурового раствора.

Видно, что чем больше содержится в буровом растворе мелкой фракции и чем больше размер пор, тем в большей степени снижается коэффициент совершенства перфорационных каналов. Очевидно, через перфорированный канал в поровое пространство из раствора потоком фильтрата заносятся наиболее мелкие твердые частицы, которые при обратном потоке пластовой жидкости не удаляются из пор. В тех случаях, когда размер твердых частиц больше диаметра пор, они в поровое пространство потоком фильтрата не заносятся.

Проведенные эксперименты позволяют сделать следующий важный вывод: существующая технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов с твердой фазой оказывает особенно отрицательное влияние при вскрытии высокопроницаемых пластов. Технология вскрытия продуктивных пластов на репрессии и с применением растворов на водной основе с твердой фазой приводит к тому, что низкопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, а высокопроницаемые — при перфорации.

Результаты лабораторных экспериментов дают качественное представление о влиянии отдельных факторов на эффективность вскрытия пластов перфорацией, а результаты лабораторных экспериментов на мишенях с плоскопараллельной фильтрацией нельзя без корректировки переносить на плоскорадиальную (скважинную) систему потока. Так, по резуль-

Таблица 5.1

Влияние типа бурового раствора на коэффициент совершенства

Тип бурового раствора	Содержание фракций размером менее 1 мкм, %	Среднеарифметическое значение диаметра пор, мкм	Коэффициент совершенства ϕ канала
Хроматный	17,4	3,76	0,66
		4,62	0,65
Известковый	19,3	3,32	0,59
		5,00	0,43
Обработанный УЩР	28,1	3,36	0,39

татам исследований в США около 80 % всего потока жидкости в плоскопараллельной мишени диаметром 90 мм и длиной 380 мм приходится на последние 20 % перфорационного канала длиной 200 мм. При тех же условиях в плоскорадиальной системе поток жидкости более равномерно распределяется по длине канала. Наличие вокруг перфорационного канала зоны пониженной проницаемости несколько уравнивает распределение потока жидкости по длине канала в этих системах.

Для количественной оценки влияния образующейся зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации и образующейся зоны проникновения фильтрата при бурении группа американских исследователей решила задачу о притоке жидкости к скважине численным методом с помощью компьютеров. Полученные ими результаты позволяют оценить как раздельное, так и совместное влияние параметров этих зон. Вначале оценим только влияние несовершенной технологии перфорации, когда вокруг каналов образуется зона пониженной проницаемости породы толщиной δ . Поскольку снижение проницаемости происходит за счет проникновения твердой фазы из раствора, то кратность снижения проницаемости ($\beta_3 = k/k_3$) может достигать нескольких десятков, поэтому этот параметр был исследован в пределах от 1 до 50. Влияние толщины этой зоны изучено в пределах от 6 до 16 мм.

Для достижения продуктивности скважины, близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфорации хотя бы в 1,5 раз была больше толщины зоны проникновения вокруг скважины. Поскольку радиус зоны проникновения обычно превышает 500 мм, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200–300 мм, то выполнить указанное условие на данном уровне развития техники кумулятивной перфорации как правило не удается.

Зависимость коэффициента совершенства от параметров зоны проникновения, образующейся вокруг скважины во время бурения, при длине каналов перфорации 200 мм показана на рис. 5.9, а. Здесь также наглядно видно, что значения коэффициентов совершенства близки к единице при толщине зоны проникновения в 2–3 раза меньшей длины каналов перфорации.

На рис. 5.9, б представлено совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент ги-

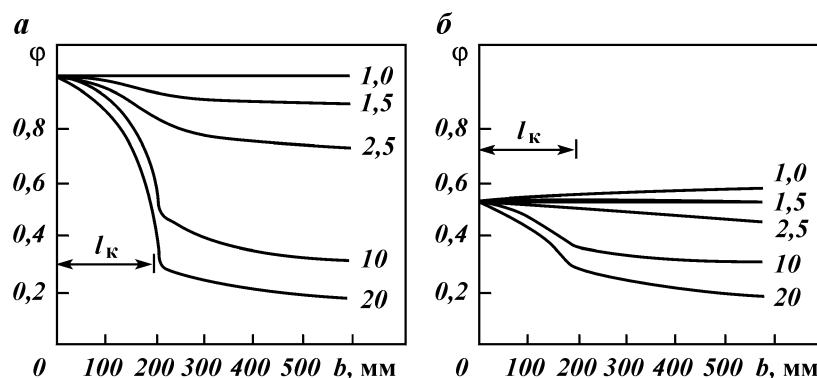


Рис. 5.9. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства φ скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью:
 а — $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отв/м; $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; б — $\beta_3 = 20$, $\delta = 12,7$ мм, $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отв/м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

гидродинамического совершенства. Как видно, в рассматриваемом диапазоне изменения этих параметров коэффициент совершенства не превышает значения 0,5, причем параметры зоны проникновения здесь влияют на совершенство в меньшей степени, чем при условиях, рассмотренных на рис. 5.9, а.

Предотвратить загрязнение породы при перфорации на репрессии можно следующими мероприятиями:

- применением в качестве задавочного раствора минерализованной (например, пластовой) или пресной воды, обогащенной добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- применением растворов на нефтяной основе;
- применением высококонцентрированных растворов солей.

Характерная особенность предлагаемых задавочных растворов — отсутствие в них твердой фазы, наличие которой, как было показано ранее, в наибольшей степени снижает гидродинамическую эффективность перфорационных каналов.

ПАВ, вводимые в перфорационную жидкость, должны удовлетворять следующим требованиям:

- при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела вода — углеводородная среда;
- улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата;

не образовывать нерастворимого осадка при контакте с пластовыми водами, содержащимися в них солями и горными породами;

препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в породе пласта, в присутствии водного фильтрата;

иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Для обработки перфорационной жидкости могут быть использованы как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Водорастворимые ПАВ эффективно снижают поверхностное натяжение и краевой угол смачивания, способствуют увеличению относительных проницаемостей пористой среды для нефти и воды и суммарной проницаемости для них. Нефтерастворимые ПАВ эффективно снижают относительную проницаемость пористой среды для воды, способствуют уменьшению водонасыщенности породы и толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов. Наиболее подходящими для обработки перфорационных жидкостей растворами на водной основе являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, КАУ-ФЭ₁₄, дисолван и др.), поскольку они хорошо растворимы в пресной и минерализованной воде, мало адсорбируются на поверхности горных пород, эффективно снижают поверхностное натяжение на границе вода — нефть при малой концентрации (0,1–0,3 %). Ионогенные (анионные — сульфол, азолят, сульфонатриевые соли СНС и катионные — катапин, выравниватель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой, интенсивнее адсорбируются на поверхности породы.

При использовании буровых растворов на нефтяной основе перфорацию также следует проводить с применением подобных задавочных растворов.

Рассмотренные растворы могут успешно выполнять функции задавочных только в тех случаях, когда значение пластового давления ниже гидростатического. При пластовых давлениях выше гидростатического в качестве гомогенной (без твердой фазы) перфорационной жидкости следует применять, например, водный раствор хлористого кальция, плотность которого можно довести до 1,40 г/см³. Следует отметить, что раствор хлористого кальция способствует агрегированию глинистых частиц в пласте, в результате чего в некоторой степени снижаются негативные последствия применения

при бурении буровых (глинистых) растворов на водной основе.

Более кардинальным направлением совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов перфорацией является перфорация на депрессии при герметизированном устье скважины, которая может осуществляться в двух вариантах:

- с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на кабеле внутри колонны НКТ;

- с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на колонне НКТ.

Перфорация на депрессии — наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта, поскольку в момент создания перфорационных каналов под действием больших градиентов давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочистка перфорационных каналов и породы призабойной зоны. В дополнение к указанному достоинству необходимо отметить, что для газовых скважин и нефтяных фонтанных скважин процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока нефти или газа из пласта в скважину. Рассмотрим технологию и технику перфорации на депрессии.

По первому варианту применяют перфораторы КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье устанавливают фонтанную арматуру. На место буферного патрубка устанавливается лубрикатор — устройство, позволяющее спускать в работающую скважину какие-либо приборы при наличии давления на устье.

Снижением уровня раствора в скважине (замена на облегченный раствор, полное удаление раствора из скважины и заполнение ее воздухом, природным газом или азотом) создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями, выбранный применительно к данным геологическим условиям. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число одновременно спускаемых кумулятивных зарядов не должно превышать 150—300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его против перфорируемого интервала. После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же проявлять себя, и происходит интенсивный процесс очистки перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины

пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Однако устройство лубрикатора таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова произвести его спуск в скважину для дострела нужного интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолевать большое расстояние до соударения с преградой — обсадной колонной, а известно, что глубина пробивания в преграде в значительной степени зависит от толщины слоя жидкости (рис. 5.10). Поэтому наибольший эффект следует ожидать от применения таких перфораторов в газовой среде, в связи с чем за рубежом для вскрытия газоносных пластов иногда применяют следующую технологию. После неполного удаления жидкости с забоя скважины в нее через лубрикатор спускают малогабаритный перфоратор, к нижней части которого подсоединяют дополнительно один-два заряда в индивидуальных оболочках, срабатывающие отдельно от всего перфоратора подачей электрического импульса с поверхности. После включения в работу вскрытой этими зарядами части газоносного пласта и полного удаления жидкости с забоя скважины осуществляется срабатывание всей сборки перфоратора в среде природного газа.

Опыт промышленного применения такого способа перфорации показал его высокую эффективность. Так, на газовых промыслах Северного Кавказа в результате вскрытия на де-

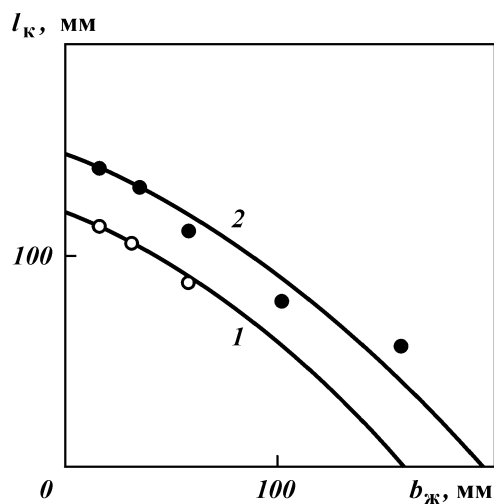


Рис. 5.10. Зависимость длины канала перфорации l_k в породе от толщины слоя воды $b_{ж}$ в зоне перфорации при давлении 30 МПа при использовании различных перфораторов: 1 — ПК103; 2 — ПР54

прессии в газовой среде перфораторами ПР54 было обеспечено увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение сроков освоения скважин в среднем на 8 сут по сравнению со вскрытием пластов на репрессии даже более мощными перфораторами типов ПК и ПКО. Более того, удалось освоить ранее пропущенные газоносные пласты. Аналогичные результаты с использованием перфораторов типа ПР были получены на Украине.

Недостатком разрушающихся перфораторов является то, что они засоряют забой осколками оболочек заряда и обойм, плотность которых (пластмассовых — $1,40 \text{ г/см}^3$, алюминиевых — $2,70 \text{ г/см}^3$) сравнима с плотностью утяжеленных буровых растворов, с использованием которых иногда производится вскрытие. Это приводит к тому, что они могут остаться в зоне перфорации, создать пробку в НКТ или закупорить устьевый штуцер. Как показывает опыт применения перфораторов типа КПРУ и ПР, на 1 м перфорируемого интервала обсадная колонна внутренним диаметром 125 мм заполняется осколками на высоту 120–140 мм, а без наличия зумпфа это может вызвать осложнения во время освоения или эксплуатации скважины. Подробное описание области и методики применения этого способа перфорации приведено в соответствующих инструкциях по применению прострелочно-взрывной аппаратуры, из которых отметим основные. Известно, что наибольшее отрицательное влияние буровых растворов, проникающих в пласт при бурении и перфорации, проявляется при вскрытии газоносных пластов. Поэтому в первую очередь необходимо предусматривать вскрытие через НКТ в газовой среде именно этих пластов. Целесообразно их применение для вскрытия высоконапорных нефтяных пластов в добывающих фонтанных скважинах, так как в этом случае совмещается процесс вскрытия с процессом освоения. Они незаменимы при дострелах новых интервалов в работающих скважинах без их остановки (что особенно важно при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в период падающей добычи), при вскрытии пластов с аномально низкими пластовыми давлениями, при перестреле пласта, если предыдущая перфорация на репрессии не дала желаемых результатов.

Для вскрытия пластов на депрессии по второму варианту с помощью перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах, используют корпусные перфораторы одноразового использования типа ПКО, которые срабатывают не от электрического импульса (кабель здесь отсутствует), а от

механизма ударного действия. Последний срабатывает при нажиме на него резинового шара, сбрасываемого в колонну труб с закачкой в них порции жидкости. Такие перфораторы (ПНКТ89 и ПНКТ73) спускаются вместе со специальной головкой с ударно-взрывным устройством для срабатывания кумулятивных зарядов. В этих перфораторах имеются устройства для передачи детонации от секции, что позволяет их свинчивать друг с другом для одновременного вскрытия интервала пласта толщиной до 50 м и более. После срабатывания перфоратора и соединения скважины с пластом прострелянный корпус перфоратора остается в скважине, если скважина работает фонтанным способом.

В скважину, заполненную буровым раствором, спускают колонну насосно-компрессорных труб, в нижней части которой крепится перфоратор типа ПНКТ, с установкой его против вскрываемого интервала. Устье скважины обвязывают фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины прямой или обратной циркуляцией или замены ее на более легкую создают необходимую депрессию на пласт, обычно не превышающую 10 МПа, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь колонны НКТ сбрасывают резиновый шар, который потоком подаваемой по трубам жидкости проталкивается до механизма ударного действия. От этого механизма срабатывает устройство инициирования зарядов. После сообщения пласта со скважиной нефть или газ из пласта поступают в колонну насосно-компрессорных труб как через отверстия в корпусе перфоратора типа ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, так и через специальные циркуляционные окна, расположенные выше перфоратора.

Таким образом, перфораторы типа ПНКТ являются единственными, для спуска которых в скважину не используется каротажный кабель, а следовательно, и отсутствует необходимость доставлять каротажный подъемник на скважину, что особенно ценно в условиях бездорожья (европейский Север, Сибирь). Практически все работы могут быть выполнены с использованием имеющегося на скважине бурового оборудования.

Кроме указанной области наиболее целесообразного применения перфоратор типа ПНКТ следует еще дополнить, что его более удобно использовать в скважинах с большим углом наклона, где затруднен спуск перфораторов на кабеле; скважинах, где целесообразна перфорация на депрессии, а ис-

пользование перфораторов типа ПР опасно из-за наличия осколков от перфоратора (особенно при отсутствии зумпфа в скважине); при вскрытии многоколонных конструкций, когда необходима повышенная пробивная способность зарядов.

К недостаткам этого способа перфорации следует отнести невозможность спуска в зону работающего пласта геофизических приборов (дебитомеров, термометров и т.д.). Кроме того, данный способ не позволяет произвести повторную перфорацию без подъема колонны НКТ, а следовательно, без глушения скважины раствором; имеется опасность прихвата перфоратора в скважине песком при ее длительной работе в процессе эксплуатации слабосцементированных пластов.

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также необходимую сохранность обсадной колонны и цементной оболочки за пределами зоны перфорации.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, уплотненностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфорации. В табл. 5.2 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной плотности за один этап, т.е. без промежуточного освоения пласта между отдельными спусками перфоратора.

Таблица 5.2

Рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Категория пород	Проницаемость, мкм ²	Плотность перфорации, отв/м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1 < 0,1	6 10–12	12 12–18
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,01	18–20	12–20
Карбонатные, аргиллиты и другие породы, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18–20	20–24
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01 < 0,01	10–12 12	18–20 18–24
Тонкослоистые	—	20	20–24

Более низкая плотность перфорации при депрессии объясняется обеспечением при этом методе полной очистки прострелочных каналов от шлама и возникновением вокруг каждого канала больших локальных депрессий непосредственно после перфорации.

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующей пробивной способности перфоратора ПКО89 или близкой к этому значению, плотность перфорации может быть снижена на 50 %.

Типоразмер перфоратора выбирают на основе детальных сведений о состоянии цементной оболочки, эксплуатационной колонны, обсадных труб, свойствах жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно перфорируемого интервала, количестве колонн, перекрывающих пласт, термодинамических условиях в скважине, толщине пласта. Вначале выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях в скважине. Вскрытие пластов при наличии более одной колонны осуществляется по индивидуальным планам с использованием наиболее эффективной прострелочно-взрывной аппаратуры.

Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, не рекомендуемые по следующим причинам:

- неудовлетворительного состояния цементной оболочки, близкого расположения ВНК и (или) ГНК;

- недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (табл. 5.3);

- большого угла наклона скважины — все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют низкую проходимость при значении угла искривления скважины больше $0,7$ рад (40°);

- содержания в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород);

- необходимости спуска глубинных приборов в интервал перфорации без подъема НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

- возможности выноса из пласта больших объемов шлама и твердой фазы бурового раствора.

Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитываются следующие особенности перфораторов:

- в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы только корпусные перфораторы типов ПНКТ, ПК, ПКО и ПКОТ;

Таблица 5.3

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны по диаметру

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габаритный размер перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, г/см ³	Минимальный зазор, мм
<i>Кумулятивные</i>			
ПК	80–105	1,3	13
		1,5	15
		1,5	22
ПКО	73–89	1,5	23
ПКОТ	73–89	1,5	25
ПКСУЛ	80–105	1,5	13
ПКС	80–105	1,5	22
ПР	43–54	1,0	7–8
КПРУ	43–54	1	11
Пулевые ПВКТ, ПВТ	70–73	0,8–2,3	23
<i>Гидропескоструйные</i>			
АП-6М100	100	0,8–2,3	10
АП-6М80	8	0,8–2,3	–

при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обычными перфораторами может проводиться только при репрессии;

для перфораторов многих типов имеется ограничение гидростатического давления, начиная с которого они могут быть применены;

перфораторы типа ПНКТ не могут быть применены в случае выноса из пласта больших объемов породы и твердой фазы бурового раствора;

наращивание плотности перфорации, очистка призабойной зоны пласта при использовании перфораторов типа ПНКТ требуют полного подъема НКТ вместе с корпусом перфоратора;

в скважинах с большим углом искривления больше 0,7 рад (40°) перфораторы типов ПНК и ПНКТ имеют преимущества по проходимости;

вскрытие пластов при депрессии может осуществляться только перфораторами типов ПР, КПРУ, ПНКТ;

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ70, ПВТ73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в коллекторах третьей и четвертой категорий в пластах, представленных тонкослоистым чередованием;

бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую производительность и могут использоваться в случаях, когда не требуется полная сохранность колонны и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отв/м.

Решение о выборе типоразмера и плотности перфорации принимает геологическая служба нефтегазодобывающего управления.

При гидropескоструйном методе вскрытия монолитные однородные по проницаемости пласты вскрывают точечными каналами. Плотность перфорации 2–4 отв/м. Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые коллекторы (песчаники, известняки, доломиты) эффективнее вскрывать вертикальными щелями высотой не менее 100 мм и не более 500 мм. Максимальный охват пласта обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке. При вскрытии пластов гидropескоструйным методом применяют пескоструйные перфораторы АП-6М с насадками диаметром 4,5–6,0 мм. Технология проведения гидropескоструйной перфорации разрабатывается согласно Временной инструкции по гидropескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта.

5.3. ВЛИЯНИЕ ТИПА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В Российской Федерации более 90 % объемов работ по вторичному вскрытию проводится путем кумулятивной перфорации в условиях превышения забойным давлением пластового. При этом по действующим в настоящее время единым техническим правилам ведения буровых работ требуется заполнять эксплуатационную колонну буровым раствором, применяемым при первичном вскрытии пластов.

За рубежом уже давно отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные жидкости для перфорации без твердой фазы или содержащие кислоторастворимые наполнители.

В отечественной практике аналогичные способы ведения работ не нашли широкого применения по различным причинам, главная из которых заключается в несовершенстве существующей практики перфорации скважин с использованием специальных жидкостей.

Перед перфорацией при депрессии башмак НКТ с перфоратором типа ПНКТ спускают до такой глубины, чтобы была обеспечена надежность замены жидкости в интервале перфорации и выше него на 100–150 м на перфорационную жидкость (ИЭР, нефть, дизельное топливо, РНО, водный раствор сульфанола, полимерный раствор, водные растворы хлоридов и бромидов Na, K, Ca, Zn и др., пластовая вода). После выполнения замены жидкости перфоратор типа ПНКТ или башмаки НКТ устанавливают в необходимое положение и приступают к созданию депрессии (замещают жидкость скважины на нефть, дизельное топливо, пену, техническую воду, облегченные растворы без твердой фазы).

Для перфорации при репрессии на пласт скважину (либо зону интервала перфорации и на 100–150 м выше нее) следует заполнить перфорационной жидкостью, не содержащей твердой фазы. Наиболее благоприятные условия перфорации при репрессии обеспечивают перфорационные жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизельное топливо, ИЭР, ИБР). Эти жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов отмечается при использовании в качестве жидкостей перфорации пластовых вод и водных растворов хлористого кальция, хлористого калия, бромистого калия, бромистого цинка.

Общие требования ко всем перфорационным и рабочим жидкостям гидropескоструйной перфорации следующие:

- жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами и не вызывать набухания глин, осадкообразования и образования эмульсии;

- жидкости должны быть технологичными с точки зрения легкости их приготовления, хранения, использования;

- коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимого значения;

- жидкости должны быть совместимы с буровым раствором или жидкостями, заполняющими скважину;

- жидкости не должны загрязнять окружающую среду;

- жидкости и условия их применения должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности, а также безопасности людей, выполняющих работу с этими жидкостями;

жидкости должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации.

Выбор перфорационной жидкости осуществляется в зависимости от категории продуктивных пород, физических свойств пластовых флюидов, значения пластового давления и типа бурового раствора, применявшегося при первичном вскрытии продуктивных пород. Для правильного выбора перфорационной жидкости рекомендуется проводить лабораторные исследования на совместимость перфорационной жидкости с породой пласта, насыщающим ее фильтратом бурового раствора и пластовыми флюидами. При любой категории пород и любом пластовом давлении, если продуктивные пласты вскрывались с использованием углеводородных буровых растворов (известково-битумных, инвертных эмульсионных), то в качестве перфорационной среды должны быть использованы только углеводные жидкости без твердой фазы. Если возникает необходимость утяжеления перфорационных жидкостей, то их следует утяжелять легкорастворимыми утяжелителями (CaCO_3 , FeCO_3). При нормальных и аномально высоких пластовых давлениях, если продуктивные породы вскрывались растворами на водной основе в качестве перфорационных сред следует применять водные растворы солей, не содержащие твердой фазы, минерализация которых должна быть не менее минерализации фильтрата бурового раствора. Если плотность выбранного водного раствора солей не обеспечивает достаточного забойного давления, то выше интервала перфорации закачивают буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии, с разделительной буферной пачкой.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в настоящее время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные отечественных и зарубежных исследований свидетельствуют, что в этих условиях происходит коагуляция глинистыми частицами перфорационных каналов, в результате чего их пропускная способность снижается в 2 раза и более. К сожалению, такая технология применяется на многих месторождениях и сейчас.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных жидкостей без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое применение нашли водные

растворы солей, полимерные солевые растворы, растворы на углеводородной основе (РУО) и др.

Применение специальных жидкостей при вторичном вскрытии пластов дает более положительный эффект по сравнению с перфорацией в среде бурового (глинистого) раствора. Однако при этом не исключается кольтация пласта коллектора взвешенными частицами, попадающими в жидкость в процессе ее приготовления, транспортировки и закачки в скважину.

Основными источниками загрязнения перфорационных жидкостей при закачке в скважину являются остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы. Значительное количество нерастворимых твердых частиц содержится в технической воде и солях, используемых для приготовления перфорационных жидкостей. В частности, концентрация взвешенных частиц в воде поверхностных источников, используемых на нефтепромыслах, колеблется от 50 (маломутные воды) до 250 мг/л и более (мутные). Как показали анализы проб, концентрация твердых частиц в перфорационных жидкостях после закачки в скважину достигает 1000–2000 мг/л. При таком загрязнении достигнуть положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследований, представленные на рис. 5.11, из которых видно, что при концентрации твердых частиц в перфорационных жидкостях 485 мг/л резко ухудшаются коллекторские свойства пород.

Вследствие этого дальнейшее совершенствование технологии вторичного вскрытия пластов потребовало решения вопросов глубокой очистки перфорационных жидкостей от взвешенных частиц. В результате в зарубежной практике получила распространение технология вторичного вскрытия, которую можно считать третьим этапом ее развития. Отличительной особенностью этой технологии является проведение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц в перфорационной среде.

Новая технология предусматривает замещение бурового раствора в скважине перфорационными жидкостями без твердой фазы в несколько этапов:

- замена бурового раствора в эксплуатационной колонне водой;

- отмывание ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и поверхностно-активных веществ по замкнутому циклу емкость —

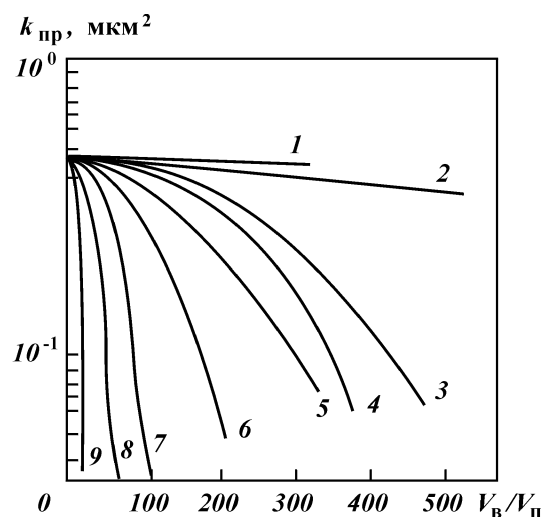


Рис. 5.11. Снижение проницаемости $k_{пр}$ ядра в результате фильтрации воды с различной концентрацией твердой фазы в зависимости от отношения объема воды V_v к объему порового пространства ядра V_p :

Номер кривой.....	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Концентрация твердой фазы, мг/л	2	2,5	14	26	48	50	84	110	485

насос — фильтр, а для удаления вымываемых твердых частиц — скважина — емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для удаления из воды вымываемых твердых частиц и перфорационных жидкостей используют фильтры различных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненные кварцевым песком и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц в жидкости до 2 мг/л. Однако промысловые данные свидетельствуют, что фактическая концентрация твердых частиц в перфорационных жидкостях после фильтрования достигает 10 мг/л.

Продолжительность работ по очистке скважины и перфорационных жидкостей может достигать 10 сут в зависимости от объема фильтруемых жидкостей и пропускной способности применяемых фильтров. Несмотря на значительную трудоемкость, эта технология нашла широкое применение за рубежом и считается экономически оправданной.

В отечественной практике работы по снижению уровня

загрязнения используемой при перфорации жидкости не проводятся, что, безусловно, снижает эффект применения перфорационных жидкостей. По этой причине повышение качества вторичного вскрытия пластов в настоящее время зависит, в первую очередь, от решения вопроса очистки специальных жидкостей от взвешенных частиц.

Другим важным вопросом, определяющим состояние ПЗП при вскрытии пластов путем перфорации, является выбор типа специальных жидкостей для конкретных геолого-технических условий.

В процессе вторичного вскрытия под действием избыточного давления происходит фильтрация перфорационной среды из скважин в пласт, что может существенно ухудшить его проницаемость вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата специальных жидкостей.

При существующей экспериментальной методике определения степени воздействия перфорационных жидкостей на пласт не учитывается наличие в нем фильтрата бурового раствора и других технологических жидкостей. Такая методика не дает полной характеристики влияния перфорационной среды на ПЗП, что затрудняет правильный выбор типа специальной жидкости и является одной из причин снижения эффективности ее применения.

Важное практическое значение при определении затрат времени и средств на проведение работ по вторичному вскрытию пластов имеет степень заполнения эксплуатационной колонны перфорационной жидкостью.

По этому критерию выделяются две известные технологии вторичного вскрытия пластов.

Первой предусматривается заполнение специальной жидкостью всего ствола скважины. Для ее реализации приходится заготавливать до 50–60 м³ перфорационной жидкости на скважино-операцию. Значительные затраты, связанные с приготовлением, транспортировкой, хранением или утилизацией больших объемов перфорационной жидкости, сдерживают широкое применение этой технологии в отечественной практике.

Перспективным следует считать вторую технологию, предусматривающую закачку порции перфорационной жидкости в зону перфорации. При такой технологии перфорационной жидкостью заполняются, как правило, только 100–300 м нижней части ствола скважины. Для создания необходимой репрессии на вскрываемый продуктивный пласт верхняя

часть эксплуатационной колонны заполняется буровым раствором или другой жидкостью соответствующей плотности. За счет многократного уменьшения объема используемой перфорационной жидкости затраты на реализацию этой технологии значительно ниже по сравнению с первой.

Однако при порционной закачке специальная жидкость загрязняется и смешивается с буровым раствором, заполняющим скважину. Последнее обстоятельство сводит на нет целесообразность применения этой жидкости. Поэтому технология вторичного вскрытия с порционной закачкой жидкости специальной плотности в зону перфорации требует использования буферных разделителей, на которые возлагаются следующие функции:

- предотвращать смешение в скважине перфорационной среды и бурового раствора в течение нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др.;

- обеспечивать свободное прохождение всех приборов до забоя скважины;

- при контакте с перфорационной жидкостью не ухудшать ее свойств в результате загрязнения собственными компонентами.

5.4. ВЫБОР ТИПА ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

При выборе типа перфорационной жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, определяющими требования к фильтру бурового раствора на стадии первичного вскрытия. Кроме того, необходимо учитывать и свойства фильтрата, проникшего в пласт в процессе первичного вскрытия. Последнее условие в настоящее время чаще всего игнорируется. Как следствие в ряде работ при перфорации рекомендуется использовать растворы на углеводородной основе, когда первичное вскрытие осуществлялось с применением водных растворов. Справедливость такой рекомендации вызывает сомнения, поэтому она требует экспериментальной проверки.

Проведенные экспериментальные исследования по определению комплексного влияния на коллектор всех технологических жидкостей показали, что воздействием на керн фильтрата тампонажного раствора можно пренебречь. Такое упрощение методики не оказывает существенного влияния на

относительную оценку эффективности применения перфорационных жидкостей при условии, что фильтраты тампонажного и бурового растворов аналогичны по природе смачивания. На практике обычно это условие выполняется.

В окончательном виде новая методика включает следующие операции:

1) определение начальной нефтепроницаемости керна k_0 по установившемуся перепаду давления Δp_0 при фильтрации нефти с постоянным расходом;

2) моделирование стадии первичного вскрытия; обработка керна фильтратом бурового раствора в количестве, соответствующем не менее пяти объемам порового пространства;

3) моделирование стадии вторичного вскрытия; обработка керна перфорационной жидкостью в количестве, соответствующем не менее пяти объемам порового пространства;

4) моделирование начальной стадии освоения; вытеснение перфорационной жидкости из керна в обратном направлении фильтратом бурового раствора;

5) моделирование конечной стадии освоения; вытеснение фильтрата бурового раствора нефтью до получения постоянного перепада давления, по которому определяют конечную нефтепроницаемость керна k_1 и коэффициент $\beta = k_1/k_0$.

В процессе вытеснения фильтрата регистрируют изменение относительного перепада давления на керне ($\Delta p_t/\Delta p_0$) в зависимости от отношения объема профильтрованных жидкостей к объему порового пространства ($V_{\text{ж}}/V_{\text{п}}$). Функция $\Delta p_t/\Delta p_0 = f(V_{\text{ж}}/V_{\text{п}})$ позволяет качественно оценить значение депрессий, необходимое для вызова притока пластового флюида, т.е. степень сложности освоения скважины.

По этой методике исследовано влияние на коллектор основных типов перфорационных жидкостей на водной и углеводородной основе. Опыты проводились с использованием естественных кернов, представленных песчаниками каменноугольных отложений, входящих в разрез Днепровско-Донецкой впадины, длиной 5 см и проницаемостью 0,1–0,3 мкм². Образцы пород экстрагировались с последующим насыщением моделью нефти (80 %) и пластовой водой (20 %).

Результаты экспериментов показали, что эффективность применения специальных жидкостей в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 5.4). Если при разбурировании пластов использовался раствор на водной основе, то применение при перфорации раствора CaCl_2 обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как

Таблица 5.4

Эффективность применения специальных жидкостей

Состав фильтрата, попадающего в керн, при вскрытии		Температура проведения опыта, °С	$\beta = k_1/k_0$
первичном	вторичном		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3%-ный водный раствор КМЦ-600	20%-ный водный раствор CaCl_2	20	0,62
То же	То же	80	0,58
"	Фильтрат ИЭР	20	0,39
"	То же	80	0,34
0,5%-ный раствор эмульгатора в дизельном топливе	20%-ный водный раствор CaCl_2	20	0,48
То же	То же	80	0,44
"	Фильтрат ИЭР	20	0,78
"	То же	80	0,73
Без учета условий первичного вскрытия			
—	20%-ный водный раствор CaCl_2	20	0,72
	Фильтрат ИЭР	20	0,90

инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Причина низкой эффективности применения РУО заключается в том, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора (на водной основе) и перфорационной жидкости (на нефтяной основе) в коллекторе появляется новая зона водоуглеводородного контакта, образованная фильтрациями этих систем. При этом создаются благоприятные условия для образования в ПЗП вязких водо-нефтяных эмульсий и блокирования части поровых каналов водным фильтратом. Кроме того, при указанном сочетании перфорационной жидкости и бурового раствора в зоне их контакта происходит двухфазная фильтрация.

Эксперименты показали, что при прочих равных условиях минимальное загрязнение коллектора достигается в случае использования при первичном вскрытии и перфорации растворов с аналогичной природой смачивания. Сопоставление эффективности применения различных специальных жидкостей на водной основе при перфорации показывает, что полимерные растворы уступают чистым солевым растворам как по степени сложности вытеснения фильтратов, так и по значению коэффициента β .

Следовательно, к наиболее перспективным перфорационным жидкостям в условиях первичного вскрытия пластов с

использованием водных буровых растворов следует отнести различные по плотности растворы солей $\text{Na}^+ \cdot \text{K}^+$ и Ca^{2+} . Для приготовления солевого раствора плотностью до $1,40 \text{ г/см}^3$ целесообразно использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелой — бромид кальция.

При реализации высокоэкономичного варианта технологии вторичного вскрытия с порционной закачкой перфорационной жидкости в зону перфорации одним из главных вопросов является выбор буферного разделителя. В этих условиях буфер должен предотвратить смешение перфорационной среды и бурового раствора как в процессе закачки в скважину, так и в течение последующих нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др. Задача эта чрезвычайно сложна, так как связана с необходимостью выполнения взаимоисключающих требований. С одной стороны, для надежного разобщения систем необходимо создать прочную структуру в буферном разделителе; с другой — показатели структурных свойств буферного раствора должны быть такими, чтобы обеспечивалось свободное прохождение перфоратора.

При использовании водных растворов в качестве буферных разделителей возможно разделение перфорационной жидкости и бурового раствора в процессе последовательного их течения в колонне. Однако при этом отмечается значительное загрязнение жидкости полимерами, которые, как было показано выше, отрицательно влияют на фильтрационные свойства коллектора.

Предотвратить этот процесс, а также надежно изолировать жидкость можно при использовании в качестве буферного разделителя инвертной эмульсии. В этом случае буферная жидкость противоположна по природе смачивания разделяемым жидкостям. Взаимного растворения жидкостей не происходит, что предотвращает загрязнение специальных жидкостей (СЖ) компонентами буферного разделителя.

Можно рекомендовать для изоляции порции солевого раствора при вторичном вскрытии пластов использовать в качестве буферной жидкости инвертные эмульсии с повышенным содержанием водного компонента до 60—70 %. Необходимая термостабильность таких систем достигается за счет выбора соответствующего типа эмульгатора. При забойных температурах до 90°C в качестве последнего может применяться широко используемый в нефтяной промышленности эмуль-

Плотность инвертных эмульсий можно регулировать путем использования в качестве водного компонента солевых растворов необходимой концентрации. Повышение плотности эмульсии более $1,20 \text{ г/см}^3$ достигается за счет применения твердых утяжелителей, например, мела или барита.

5.5. ОЧИСТКА ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ ОТ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ

Без выполнения тщательной очистки перфорационной жидкости от взвешенных частиц нельзя считать проблему качественного вскрытия пластов решенной. Однако, как показывает зарубежный опыт, очистка жидкости с применением фильтров сложна и очень трудоемка. В различных отраслях промышленности практикуется удаление взвесей из воды путем осаждения их с помощью коагулянтов и флокулянтов. Как правило, этот метод применяется при осветлении слоев небольшой толщины.

Применительно к условиям очистки перфорационной жидкости можно было бы использовать комбинированный метод — промывку ствола скважины до выхода чистой воды и закачку порций жидкости, из которой предварительно с помощью коагулянтов и флокулянтов выделена твердая фаза. Однако результаты исследований показывают, что в процессе закачки в зону перфорации порции специальной жидкости происходит интенсивное загрязнение ее твердыми частицами. Исключить этот процесс практически невозможно, поэтому наиболее целесообразно удалять твердые частицы из перфорационной жидкости после доставки ее на забой скважины.

Анализ известных способов очистки жидкостей показал, что такая задача может быть решена также методом отстаивания. Сущность очистки жидкости этим методом на забое заключается в осаждении под действием сил гравитации флокулированных твердых частиц из зоны перфорации в зумпф скважины.

Разработанная технологическая схема очистки порции перфорационной жидкости (солевого раствора) в скважине включает следующие этапы:

- обработка перфорационной жидкости флокулянтом на поверхности;

- доставка жидкости в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем;

отстаивание жидкости на забое для осаждения взвешенных частиц в зумпф.

Метод отстаивания широко применяется для очистки сточных вод при комплексной обработке их коагулянтom и флокулянтom. Однако экспериментальные данные, приводимые в литературе, носят разрозненный характер и не касаются очистки высоконцентрированных солевых растворов, тем более слоев большой толщины.

Вследствие этого для реализации процесса очистки жидкости потребовалось проведение экспериментальных исследований с целью выбора типа флокулянта и его оптимальной дозы, а также определения необходимого времени отстаивания этой жидкости в скважине и оценки достигаемой степени очистки.

Оптимальные условия для очистки перфорационной среды методом отстаивания достигаются при вводе в состав солевого раствора катионов кальция и обработке его 0,005 – 0,007 % ПАА.

Результаты экспериментов показали, что процесс осветления столба солевого раствора высотой 300 м по продолжительности не превышает подготовительных работ к перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

Таким образом, при разработанной методике очистки порции солевого раствора на забое скважины достигается высокая степень удаления взвешенных частиц и в отличие от способов очистки перфорационной жидкости, применяемых за рубежом, практически не создаются дополнительные задержки в процессе вторичного вскрытия пластов.

5.6. ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПУТЕМ ПЕРФОРАЦИИ В СРЕДЕ ОЧИЩЕННОГО СОЛЕВОГО РАСТВОРА

На основе проведенного комплекса исследований разработана технология вторичного вскрытия пластов, предусматривающая заполнение зоны перфорации водным солевым раствором, содержащим катионы кальция и флокулянт, разделение его с буровым раствором порцией инвертной эмульсии, очистку перфорационной среды от твердой фазы методом отстаивания на забое и проведение работ по перфорации колонны. На подготовительном этапе реализации технологии выбираются типы и объемы жидкостей для заполнения скважины.

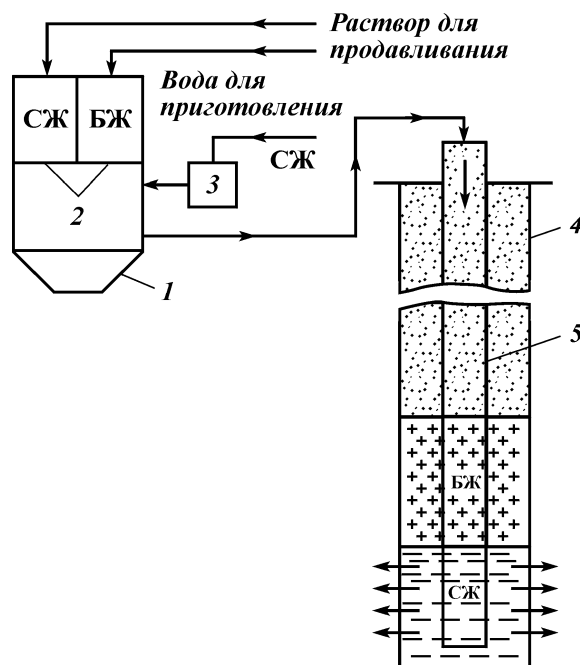


Рис. 5.12. Технологическая схема порционной закачки СЖ в зону перфорации с отделением от раствора в скважине буферной жидкостью:
 1 — цементировочный агрегат; 2 — мерные емкости; 3 — емкость для затворения соли; 4 — эксплуатационная колонна; 5 — колонна НКТ

В качестве жидкости для заполнения верхней части ствола скважины используется буровой раствор, применяемый при первичном вскрытии продуктивных пластов. Такой раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и накопления его на границе с буферной жидкостью (БЖ), что может затруднить прохождение перфораторов. Дополнительная обработка бурового раствора до требуемых показателей технологических свойств осуществляется перед началом работ по закачке в скважину перфорационной жидкости. Ниже бурового раствора располагается порция буферной жидкости — разделителя (рис. 5.12). Для предотвращения перемещений жидкостей под действием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, возрастала в направлении сверху вниз не менее чем на $0,20 - 0,40 \text{ г/см}^3$.

Таблица 5.5

Но- мер ре- цеп- туры	Компонен- ты буфер- ной жидко- сти	Объем- ная доля компо- нента, %	Плот- ность бу- ферной жидко- сти, г/см ³	Контролируемые показатели свойств			Макси- мальная темпе- ратура приме- нения, °С
				Услов- ная вяз- кость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напря- жение элек- тро- пробоя, В	
1	Дизельное топливо	23–28	0,92–0,94	100–150	15–35/20–55	140–180	90
	Эмульгал Пресная вода	2 60–70					
2	Дизельное топливо	28–38	0,96–1,20	120–180	15–40/25–70	150–200	90
	Эмульгал Водный раствор	2 69–70					
3	CaCl ₂ *		0,96–1,16	130–135	18–20/30–35	180–250	90
	Нефть сы- рая	38					
	Эмульгал Водный раствор	2 60	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150
	CaCl ₂ *						
	Дизельное топливо	27–37					
	Эмульга- тор "Неф- техим"	3					
	Водный раствор	60–70					
	CaCl ₂ *						

* Значение $\rho = 1020 - 1380$ кг/м³.

Данные о рецептурах и показателях технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в табл. 5.5.

В качестве водного компонента инвертной эмульсии целесообразно использовать солевой раствор того же типа, которым заполняется зона перфорации. Плотность водного компонента ρ_v определяют, исходя из необходимой плотности буферной жидкости $\rho_{бж}$ при заданном значении водосо-
 держания B эмульсии:

$$\rho_v = \frac{\rho_{бж} - \rho_y(1 - B)}{B}, \quad (5.2)$$

где ρ_y — плотность углеводородного компонента инвертной эмульсии.

Выбор значений B и ρ_v должен, по возможности, исключить или свести к минимуму применение утяжелителя для достижения нужной плотности БЖ. Объем буферной жидкости определяют из расчета на заполнение 100–150 м ствола скважины.

Ниже буферного разделителя располагается перфорационная жидкость — перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен содержать не менее 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и 0,005–0,007 % ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуют определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, расположенного на 50–100 м выше верхних перфораций отверстий.

Солевой раствор и буферная жидкость готовятся в глиномешалке или в мерных емкостях цементировочного агрегата (ЦА). В последнем случае для затворения соли используется дополнительная емкость вместимостью 0,5–1 м³. Приготавливать перфорационную жидкость и инертную эмульсию наиболее рационально централизованно, на специальном пункте, с доставкой на буровую с помощью автоцистерн. Обработка солевого раствора флокулянтом (ПАА), а также добавление при необходимости коагулянта (CaCl_2) осуществляются непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по замкнутому циклу в течение 15–30 мин.

Зона перфорации заполняется порцией солевого раствора после опрессовки эксплуатационной колонны. С этой целью в скважину спускают до забоя колонну НКТ и обвязывают ее с ЦА. Однако мерная емкость ЦА заполняется буферным разделителем, а вторая — солевым раствором.

Закачка жидкостей базируется на принципе баланса давлений в колонне НКТ и затрубном пространстве и осуществляется в определенной последовательности (см. рис. 5.12):

буферный разделитель в объеме V_1 , обеспечивающем заполнение кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ на заданную высоту H ;

солевой раствор в расчетном объеме;

буферный разделитель в объеме V_2 , достаточном для заполнения колонны НКТ в интервале высотой H ;

продавочная жидкость (того же типа, что и заполняющий

скважину раствор) в количестве, обеспечивающем доставку перфорационной жидкости в зону перфорации.

Расчет объемов первой и второй порций буферного разделителя производится по следующим формулам:

$$V_1 = 0,785(D_1^2 - D_2^2)H; \quad (5.3)$$

$$V_2 = 0,785D_3^2H, \quad (5.4)$$

где D_1 — внутренний диаметр эксплуатационной колонны; D_2 , D_3 — соответственно наружный и внутренний диаметры НКТ.

Если в скважине перед закачкой перфорационной жидкости находилась вода, а для создания необходимой репрессии на пласт требуется более тяжелая жидкость, то в этом случае после завершения продавливания колонну НКТ поднимают до верхней границы буферного разделителя с последующей заменой воды буровым раствором.

Минимальный разрыв во времени между закачкой СЖ и началом перфорации определяется продолжительностью осаждения взвешенных частиц из зоны перфорации в зумпф. Как правило, это время меньше продолжительности подъема колонны НКТ и установки на устье скважины перфорационной задвижки.

Дальнейшие работы по перфорации и освоению скважины проводятся в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

5.7. ПЕРФОРАЦИЯ В ГАЗОВОЙ СРЕДЕ

На месторождениях предприятия Кубаньгазпром впервые в отечественной практике в широких промышленных масштабах нашел применение способ вскрытия продуктивного пласта путем перфорации в газовой среде. Наибольший эффект этот способ дает при переводе работы скважин с одного горизонта на другой, вышележащий или нижележащий, ранее не эксплуатировавшийся. После определения герметичности эксплуатационной колонны (если все ранее вскрытые объекты были изолированы) башмак насосно-компрессорных труб, оборудованный воронкой, устанавливается на 3—5 м выше верхнего интервала перфорируемого горизонта. Устанавливается фонтанная арматура и производится обвязка скважины для освоения и работы ее в газопровод. С помощью воздушного компрессора и цемен-

тировочного агрегата из скважины полностью удаляются жидкости глушения. Газом из шлейфа для удаления воздуха осуществляется продувка скважины. Устанавливается лубрикатор, через который в скважину по НКТ спускаются каротажной партией до заданной глубины специально разрушающиеся перфораторы ПР54 или ПР43 и производится выстрел.

О вскрытии горизонта свидетельствует быстрый подъем давления на устье скважины. В зависимости от интервала перфорации производится дополнительно необходимое число спусков перфоратора. Плотность перфорации составляет 10 отв/м, а длина вскрываемого фильтра за один спуск достигает 15 м.

Практикой установлено, что перед выстрелом желательно в скважине создать максимальное избыточное давление газа из шлейфа. В этом случае значительно уменьшается интенсивность поступления пластового флюида из вскрытых отверстий и предотвращаются имевшие место случаи смятия каротажного кабеля, расположенного ниже башмака НКТ. После извлечения каротажного кабеля и демонтажа лубрикатора скважина в течение 1–2 ч отрабатывается на факел, а затем подключается к коллектору для эксплуатации.

Высокая эффективность перфорации скважины в газовой среде обусловлена тем, что вскрываемый горизонт практически не контактирует с промывочной жидкостью и скважина вводится в эксплуатацию сразу же после перфорации с максимально возможным дебитом.

6

ГЛАВА

РЕМОНТ СКВАЖИН

При строительстве скважин основным критерием качества является обеспечение герметичности скважины для транспортировки нефти, газа и (или) воды от продуктивного пласта до ее устья. Это достигается спуском в ствол скважины обсадной колонны и созданием сплошного равномерного затрубного цементного кольца.

Качество цементного кольца зависит от степени вытеснения и смешения цемента с буровым раствором, химической обработки цемента, геологических факторов месторождения, конструкции скважины, температуры, давления, коррозионной среды, наклона скважины, наличия установленных с определенным интервалом центраторов и турбулизаторов, а также оперативности и правильности проведения тампонажных работ, использования буферной жидкости при цементировании и др.

Некачественное цементирование скважины, износ обсадных колонн инструментом при бурении и эксплуатации, а также другие причины приводят к преждевременному выходу из строя скважин вследствие нарушения герметичности обсадных колонн, что требует проведения ремонтно-изоляционных работ. В комплекс этих работ входят технологические операции, направленные на ограничение гидравлической связи внутриколонного и заколонного пространства в регламентированных пределах.

Несмотря на возросший уровень техники и технологии строительства скважин, затраты на ремонтно-изоляционные работы в отрасли продолжают расти.

Рост общего фонда скважин с учетом их возраста приводит к значительному увеличению количественного и процентного соотношения скважин, нуждающихся в ремонте.

В общем комплексе ремонтно-изоляционных работ большая доля затрат приходится на операции, связанные с изоляцией перфорированных обсадных колонн.

Затраты времени и средств при строительстве нефтяных и газовых скважин, связанные с восстановлением герметичности обсадных колонн, остаются неоправданно большими.

Очевидно, что проблема ремонта скважин в процессе бурения и эксплуатации в будущем еще более обострится, если не будут приняты неотложные практические меры.

Виды и причины нарушения герметичности обсадных колонн

Все основные факторы, определяющие потерю герметичности обсадных колонн, можно разделить на четыре группы: геологические, технико-экономические, физико-механические и субъективные.

Первая группа факторов характеризуется обвалами стенок, выбросом бурового раствора, воды, нефти и газа, смятием промежуточных и эксплуатационных колонн аномально высокими пластовыми давлениями, наличием высоких пластовых температур, набуханием породы, пробкообразованием пород и продуктивных пластов, высокой сейсмической активностью.

Главнейший фактор второй группы — не соответствующие условиям конструкция скважин, способ бурения, качество и компоновка применяемых обсадных труб, скорость и способ спуска, технология цементирования обсадной колонны, продолжительность работы в обсадной колонне, технология оборудования устья скважин, освоение, эксплуатация, ремонтные работы, угол искривления и азимут ствола скважины.

К основным параметрам третьей группы факторов относятся: прочность, проницаемость, коэффициент линейного расширения, пластичность тампонажного камня; прочность, коррозионная и абразивная стойкость материала труб; коэффициент линейного расширения горных пород; технологические свойства фильтрационной корки.

Четвертая группа факторов в основном зависит от организации производства, опыта и квалификации исполнителей. Однако их роль в потере герметичности обсадных колонн велика. К ним относятся нарушение организации процесса спуска обсадной колонны, подача на буровую некачественных труб, неточный расчет обсадной колонны, несвоевре-

менный долив промывочной жидкости, недовинчивание труб и др.

По М.А. Кисельману, схема классификации повреждений обсадных колонн выглядит следующим образом:

1-я группа — дефекты металлургического производства (нарушения обсадных труб при изготовлении);

2-я группа — дефекты, возникающие при нарушениях правил погрузки, разгрузки, перевозки и хранения труб (нарушения обсадных труб при транспортировке и хранении);

3-я группа — дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации (нарушения обсадных труб при эксплуатации).

А.А. Федоров предложил классификацию повреждений обсадных колонн и их причин, приведенную в табл. 6.1.

Так как по мере накопления опыта и данных исследований виды и причины нарушения герметичности будут дополняться, то и классификация их будет изменяться.

Из анализа причин нарушения герметичности обсадных колонн следует, что некоторые факторы, приводящие к аварийному состоянию скважины, могут быть устранены в процессе ее бурения, цементирования и эксплуатации.

К типовым (часто встречающимся) видам нарушения герметичности обсадных колонн в скважинах можно отнести:

Таблица 6.1

Классификация повреждений обсадных колонн при бурении, креплении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин

А. Смятие обсадных колонн	Б. Разрыв колонн (продольный или поперечный)	В. Нарушение герметичности колонны
1. Неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтено аномально высокое давление нефти, воды или газа в пластах, вскрытых скважинами 2. Не учтено горное давление соленосных пород 3. Не учтено горное давление пластичных пород	1. Неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтено максимальное внутреннее давление, создаваемое при проведении различных работ в колонне 2. Не учтено увеличение осевых нагрузок при изменении температурного режима скважины, избыточного наружного и внутреннего давления 3. Применены неточные формулы для определения допустимых нагрузок	1. Неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтены дополнительные осевые усилия, возникающие при изменении температурного режима, наружного и внутреннего давления 2. Не учтено максимальное внутреннее давление, создаваемое при проведении различных работ в колонне 3. Не учтены максимальные осевые нагрузки

Продолжение табл. 6.1

А. Снятие обсадных колонн	Б. Разрыв колонн (продольный или поперечный)	В. Нарушение герметичности колонны
4. Не учтено давление, возникающее при набухании пород 5. Используются не по назначению источники формулы для определения прочностных характеристик 6. Не учтено снижение прочности труб при действии осевых усилий от собственного веса колонны 7. Не учтено снижение прочности труб при изменении температурного режима наружного и внутреннего давления 8. Не учтено снижение прочности труб при перфорации II. Нарушение технологии 1. Спуск обсадных труб с заводским дефектом 2. Неправильная маркировка труб 3. Гидравлическое давление при спуске колонны с большой скоростью 4. Недолив колонны при спуске с обратными клапанами 5. Некачественное цементирование обсадных колонн 6. Спуск на клиньях тяжелых обсадных колонн 7. Свинчивание при неконтролируемом крутящем моменте или "через нитку" III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	4. Не учтены максимальные осевые нагрузки II. Нарушение технологии 1. Спуск труб с заводским дефектом 2. Гидравлический удар при цементировании колонны 3. Некачественное соединение секций обсадных колонн 4. Разгрузка колонны на забой в скважинах 5. Внутреннее давление в колонне выше допустимого 6. Отсутствие контроля крутящего момента при свинчивании резьбовых соединений 7. Некачественное цементирование колонны III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	II. Нарушение технологии 1. Спуск труб с дефектами резьбовых соединений 2. Резьба смазочный материал не соответствует условиям скважины 3. Конструкция муфт для двухступенчатого цементирования несовершенна 4. Колонна некачественно зацементирована 5. Колонна спущена в скважину, имеющую резкие перегибы ствола 6. Колонна разгружается на забой в скважинах, имеющих большие каверны 7. Крутящий момент при свинчивании резьбовых соединений не контролируется III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород

раковины коррозионного и эрозионного износа (отверстия); продольные, поперечные, полые порывы, порезы (трещины); некачественную геометрию и пр.

Количество и номенклатуру нарушений обсадных колонн можно значительно уменьшить, если строго соблюдать технологический процесс бурения скважин; применять обсадные трубы с антикоррозионным и термостойким покрытием; использовать предохранительные кольца, центраторы на бурильных и насосно-компрессорных трубах; применять защитные оболочки для долот при спуске их в забой; периодически проворачивать незацементированную часть колонны при ее одностороннем износе; с помощью специальных устройств уменьшить абразивность бурового раствора.

Определить местоположение и характер нарушения герметичности в обсадных колоннах можно при помощи дебитометров, резистивиметров, электротермометров и манжетных желонков; широкое распространение получили также геофизические и акустические методы.

В настоящее время применяются новые прогрессивные способы определения местоположения, а также характера и размеров нарушения герметичности колонн фотоаппаратами, телекамерами и гидравлической печатью.

6.1. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В практике бурения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин применяются различные способы восстановления герметичности обсадных колонн.

Существующие способы восстановления герметичности можно разделить на три основные группы:

1) не уменьшающие внутренний диаметр обсадной колонны;

2) незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны;

3) существенно уменьшающие внутренний диаметр.

К первой группе относятся:

герметизация резьбовых соединений колонны путем докрепления их в скважине;

цементирование межтрубного пространства через устье скважины;

замена поврежденной части колонны новой.

Во вторую группу входят:
цементирование через внутритрубное пространство;
установка металлических накладок;
установка гофрированных пластырей.

Третья группы включает:

спуск насосно-компрессорных труб с отсекающими пакерами;

установку колонн-летучек;

спуск дополнительной колонны.

Рассмотрим кратко физическую сущность и последовательность основных операций указанных способов восстановления герметичности.

Возможность применения способа довинчивания обсадных труб оценивают по результатам предварительного расчета параметров операции, а крутящий момент на устье скважины контролируют по углу упругого закручивания довинченной колонны. Однако широкое применение этого метода сдерживает отсутствие надежных технологических средств контроля за крутящим моментом.

Повторное цементирование включает в себя следующие операции: определение места нарушения герметичности; перфорацию обсадной трубы; установку цементного моста-пробки для отделения от продуктивного горизонта (пласта); закачивание тампонирующего материала в затрубное пространство; разбуhrивание тампонирующего материала и мостовой пробки; опрессовку.

Замена поврежденной части колонны новой производится по существующей технологии и не представляет трудностей.

Особый интерес представляют способы второй группы.

Цементирование внутритрубного пространства применяется в том случае, когда не получены положительные результаты после докрепления колонны обсадных труб.

При установке металлических накладок на поврежденный участок наружный диаметр накладки должен быть равен внутреннему диаметру обсадной трубы в интервале повреждения, края накладок имеют эластичное уплотнение. Спуск, ориентацию и установку накладок осуществляют на канате специальным устройством.

Сущность ремонта обсадных колонн стальными пластырями заключается в том, что продольно-гофрированный пластырь, изготовленный из тонкостенной стальной трубы и покрытый снаружи герметизирующим составом, спускают в скважину, в интервал ремонта, на специальном устройстве и расширяют дорнирующим узлом этого устройства до полного

контакта с обсадной колонной. Этот способ включает в себя следующие операции: определение признаков и ориентировочного места нарушения герметичности электротермометрами, резистивиметрами и др.; шаблонирование и ликвидацию смятий при их наличии с применением шаблонов, справок; определение более точного места и характера нарушения герметичности с помощью гидравлических боковых печатей; установку пластыря с использованием транспортных устройств, снабженных необходимыми узлами и элементами; опрессовку при помощи сдвоенных пакеров.

6.2. ПОВЫШЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Все типы резьбовых соединений обсадных труб в силу конструктивных особенностей имеют общий существенный недостаток. Независимо от профиля резьбы и типа соединения в резьбовом соединении после свинчивания остается винтовой канал между сопрягаемыми поверхностями нарезки. Наличие дополнительных конструктивных элементов в соединениях повышенной герметичности, таких как поясковые гладкие поверхности на ниппеле и муфте, упорные торцы, значительно повышают надежность резьбовых соединений, но не обеспечивают их достаточной герметичности для жидкостей и газов при реальных перепадах давлений на резьбовых соединениях. Кроме того, отрицательное влияние допусков на геометрические размеры резьб и дефектов изготовления лишь частично снижается при закреплении соединений за счет локальных упругих и упругопластических деформаций и притирания сопрягаемых поверхностей.

Герметичность резьбовых соединений обсадных труб зависит от размеров и формы винтового канала и от свойств смазки, заполняющей этот канал. На герметичность конического резьбового соединения влияют следующие факторы: точность выполнения нарезок резьб на муфте и трубе; длина рабочей части резьбы; значение натяга при свинчивании; нагружение резьбового соединения наружным или внутренним давлением, а также осевым растягивающим усилием; продолжительность действия нагрузок и давления; вязкость создающего давление агента (жидкость или газ) и степень его разрушающего действия на смазку и металл резьбы.

При наличии рассмотренных выше дефектов резьб и при отсутствии достаточно надежного критерия для определения оптимального значения крутящего момента осевое растяжение значительно влияет на герметичность соединений. Давление, при котором нарушается герметичность, в этом случае иногда снижается наполовину.

Герметичность резьбовых соединений обеспечивается за счет применения смазочно-уплотнительных составов и закрепления соединений с необходимым крутящим моментом как при навинчивании муфт на трубы, так и при свинчивании труб в процессе спуска колонны.

Значения крутящих моментов и указания по визуальному контролю за степенью закрепления резьбовых соединений каждого типоразмера (тип резьбы, диаметр и толщина стенок труб, марка стали труб) регламентируются техническими условиями на их изготовление.

Ряд передовых фирм-изготовителей поставляют трубы с заранее нанесенным уплотнителем на ниппели труб или предлагают постановку фирменного уплотнителя с партиями труб с указанием области применения.

Во всех остальных случаях для обсадных труб отечественного и импортного производства выбор и применение уплотнительных составов необходимо осуществлять в соответствии с табл. 6.2.

К примеру, из существующих способов уплотнения резьбовых соединений труб в газовых скважинах на Краснодарском ПХГ применяются: закачка герметизирующих составов (полимеров) как с наполнителями, так и без них, закачка СБС (соляро-бентонитовая смесь), КОФС (кубовый остаток фурфуролового спирта) с соляной кислотой, а также спуск пакеров на НКТ ниже места установки ПДМ и перевод скважин на пакерную эксплуатацию.

При закачке герметизирующих составов в качестве основного сырья применяется омыленный таловый пек (ОТП) в виде раствора концентрацией от 18 до 25 % (по массе) и водный раствор хлорида кальция или магния. Механизм обработки заключается в том, что при контакте герметизирующего состава с солевым раствором мгновенно протекает реакция высаливания ОТП с образованием герметика, который за счет сил адгезии покрывает поверхности пор и трещин (Ю.М. Басарыгин и др.).

Полученный продукт химически устойчив до температуры 280 °С. Реализация способа проводится следующим образом: открывают задвижку межколонного пространства и стравли-

Таблица 6.2

**Уплотнительные составы и материалы для резьбовых соединений
обсадных труб**

Наименование, шифр, ГОСТ, ТУ	Изготовитель (б. СССР)	Область применения, особенности*
УС-1 ТУ 38-101440—74	Казанский опытный завод синтетических смазок	При температуре до 120 °С: для всех типоразмеров труб в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах При температуре воздуха ниже 10 °С смазку подогревать в водяной бане до 20—25 °С, при отрицательной температуре — дополнительно подогревается резьбовой конец трубы до 5—10 °С Крутящий момент на 40—60 % выше, чем при несоотверждающих смазках
Р-402 ТУ 38-101708—78	Ленинградский завод им. Шаумяна	При температуре до 200 °С: для труб с резьбами повышенной герметичности (ОТТГ, ОТТМ и др.) в газовых и газоконденсатных скважинах; для труб по ГОСТ 632—80 в нефтяных скважинах (как правило, при избыточных давлениях до 15,0 МПа) Не требуется подогрев резьбового конца при температуре до —30 °С
Р-2 МВП ТУ 38-101332—73	Ленинградский завод им. Шаумяна	При температуре до 100 °С: для труб с резьбами повышенной герметичности (ОТТГ; ОТТМ и др.) в газовых и газоконденсатных скважинах; для труб по ГОСТ 632—80 в нефтяных скважинах
Лента ФУМ (Фторопластовый уплотнительный материал) ТУ 6-05-1388—76	Завод им. "Комсомольской правды" (г. Ленинград) Охтинское НПО "Пластполимер" (г. Ленинград)	При температуре до 200 °С: для труб по ГОСТ 632—80 диаметром до 245 мм в газовых и газоконденсатных скважинах с избыточным внутренним давлением до 20,0 МПа; для труб по ГОСТ 632—80 всех диаметров в нефтяных скважинах Крутящий момент на 18—20 % ниже, чем при несоотверждающихся смазках
Графитная (УССА) ГОСТ 3333—55	Ленинградский завод им. Шаумяна	В скважинах с избыточным внутренним давлением не более 13,0 МПа кроме: газовых и газоконденсатных скважин, морских скважин, любых скважин, на которых предусмотрена установка противовибросового оборудования и скважин с градиентом пластового давления 1,3 и более

Продолжение табл. 6.2

Наименование, шифр, ГОСТ, ТУ	Изготовитель (б. СССР)	Область применения, особенности*
Резьбовой отверждаемый герметик РОГ ТУ 51-00158623-39—97		При температуре до 300 °С и любых избыточных давлениях: для всех типов-размеров труб и переходников, спускаемых в газовые, газоконденсатные и нефтяные скважины, в том числе с наличием агрессивных сред. В наклонно направленных скважинах, начиная с участка интенсивного набора искривления, применение обязательно
* Указана температура, большая из двух — динамическая или статическая.		

вают давление за сутки до обработки. Приготавливают водный раствор талового пека 25%-ной концентрации. После полного растворения в подогретой до 40—80 °С воде цементовочным агрегатом отбирают 300 л ОТП. После 3—4 мин ожидания продувают затрубное пространство и закачивают в него водный раствор хлористого кальция в количестве 500 л. Через каждые 15—20 мин продувают скважину через затрубное пространство до появления вязкоупругого продукта на устье. Закрывают задвижки на затрубном и межколонном пространстве и ведут наблюдение за межколонным давлением. Если же определено, что газ поступает в межколонное пространство в верхней части колонны и расход газа составляет 30 м³/сут и более, то готовят ОТП как и в первом случае, но в приготовленный раствор ОТП вводят наполнитель (мел) в количестве 1 % (по массе). Для образования вязкоупругого продукта в верхней части колонны закачку жидких компонентов ведут агрегатами одновременно. Через сутки на скважине производят продувку до появления на устье следов вязкоупругого продукта.

Тем не менее, как показали результаты экспериментальных исследований на натурных образцах труб и промышленный опыт, применение рекомендуемых уплотнительных составов и крутящих моментов при свинчивании резьбовых соединений является необходимым, но не всегда достаточным условием обеспечения их герметичности в скважинах, особенно газовых.

Снижение стойкости к утечкам и потеря герметичности обусловлены совместным действием осевых растягивающих и сжимающих нагрузок и изгибающих моментов. Особенно этому воздействию подвержены безупорные конические

резьбовые соединения с резьбой треугольного профиля. При этом наименее стойкими к утечкам оказываются соединения труб, спускаемых с применением элеваторов, когда коэффициенты запаса прочности на расстройство резьбовых соединений составляют 1,5 и менее.

При опоре торца муфты на элеватор муфта по всей высоте деформируется в поперечных и продольных сечениях, и уже после снятия с элеватора под действием обратных упругих деформаций резьбовое соединение оказывается ослабленным.

Экспериментальными исследованиями на образцах 146-мм обсадных труб установлено, что после свинчивания труб на элеваторе, снятия колонны и вторичной посадки ее на элеватор, резьбовые соединения начинают дополнительно довинчиваться при крутящем моменте значительно меньше, иногда на 25–30 %, максимального момента при первичном свинчивании. Для труб, свинчиваемых с подвешенной на клиновом захвате (спайдере) колонной, также имеет место уменьшение этого значения на 10–15 % и не более.

В связи с этим неременным условием повышения герметичности резьбовых соединений является применение для спуска обсадных колонн клиновых захватов или спайдеров на роторе и талевой системе, полностью исключающих применение элеваторов, особенно в процессе допуска верхних, наиболее нагруженных секций колонн.

В особо ответственных случаях оправдал себя опыт спуска обсадных труб с треугольными резьбами ГОСТ 632–80, когда верхняя часть колонны спускается с двухкратным закреплением резьбовых соединений: первое закрепление — по обычной технологии, повторное — после взятия колонны “на вес” и повторной посадки на захватное устройство.

Вынужденным, эффективным способом восстановления герметичности резьбовых соединений обсадной колонны на верхнем, незацементированном участке является довинчивание их в скважине на любой стадии после опробования или эксплуатации.

Расчет и порядок проведения операций по довинчиванию обсадной колонны следующий.

Если обсадная колонна перфорирована, устанавливается отсекающий цементный мост и демонтируется колонная головка. Одним из известных методов, например, с помощью магнитного локатора, определяется длина незацементированной цементным кольцом и неперехваченная верхняя часть обсадной колонны. Устанавливается ротор или, при его нали-

чий, верхний привод. К колонне присоединяется рабочая труба.

Довинчивание осуществляется путем передачи импульсов вращающего момента на резьбовые соединения. При прочих равных условиях довинчиваются в первую очередь резьбовые соединения, находящиеся под нулевой и минимальной осевой нагрузкой. С учетом этого, начиная с положения полностью разгруженной или натянутой на вес свободной части, колонна ступенями натягивается (разгружается) на значениях веса 100–150 м труб и путем вращения с устья с заданным вращающим моментом $\dot{a}$ довинчивается. Значение $\dot{a}$ принимается равным максимальному значению вращающего момента для первичного крепления резьбовых соединений данного типоразмера с учетом типа уплотнительного состава или на 10–15 % выше.

В случае наличия роторного моментомера или моментомера верхнего привода контроль за значением вращающего момента осуществляется по моментомеру. В этом случае при заданном значении $\dot{a}$ к верхней трубе колонны на каждой ступени довинчивания должен прикладываться вращающий момент $\dot{a}_k$, вычисляемый по формуле

$$M_k = M \left[1 + \frac{l_p}{100} (0,010 \div 0,015) \right]. \quad (6.1)$$

где l_p — длина растянутой части колонны на каждой ступени довинчивания.

Формула (6.1) справедлива для случаев условновертикальных или незначительно искривленных ($5-7^\circ$) скважин на верхнем участке, что имеет место в большинстве случаев.

В промысловой практике ввиду отсутствия или ненадежности моментомеров широкое распространение получил способ контроля за значением вращающего момента по углу упругого закручивания колонны. При этом учитывается, что при одном и том же вращающем моменте на устье угол упругого закручивания колонны тем меньше, чем больше длина разгруженной части колонны, а передаваемый вращающий момент постепенно затухает на сжатом участке ввиду изгиба труб и прижимания их к стенкам скважины.

Для определенного сочетания диаметров скважины и колонны и толщины стенок труб существует критическая длина разгруженной колонны $l_{кр}$, ниже которой вращающий момент не передается. Такой длиной является абсцисса, соот-

ветствующая точке пересечения двух кривых на совмещенном графике, изображающем функции

$$\left. \begin{aligned} f(l_c) &= \operatorname{th}(kl_c) \\ \Psi(l_c) &= k \left(l_c - \frac{M_k}{qr} \right) \end{aligned} \right\}, \quad (6.2)$$

где l_c — длина сжатого (разгруженного) участка колонны; q — масса единицы длины колонны на участке l_c ; r — наружный радиус труб.

Значение k вычисляется по формуле

$$k = \sqrt{\frac{\varphi \rho q}{4EI}}, \quad (6.3)$$

где φ — коэффициент трения труб о стенки скважины, принимаемый равным 0,25–0,30 (по М.М. Александрову); ρ — радиальный зазор между колонной и скважиной; EI — жесткость труб при изгибе.

Чем больше длина разгруженной части колонны l_c при общей длине L , тем меньше угол упругого закручивания всей колонны при одном и том же вращающем моменте, приложенном к верхней трубе.

Таким образом, чтобы обеспечить постоянство прикладываемого вращающего момента к резьбовым соединениям в переходной зоне от растянутой к сжатой части колонны, необходимо по мере загрузки колонны уменьшать угол ее упругого закручивания, а при натяжении от разгруженного положения соответственно увеличивать его.

Разбив обсадную колонну на условные участки длиной 100–150 м и приняв в качестве контролирующего параметра за значением передаваемого вращающего момента довинчиваемым резьбовым соединениям угол упругого закручивания труб α , выраженный в количестве поворотов верхней трубы, вычисляют значения α для исходного и всех промежуточных положений из выражения

$$\alpha = \frac{M_k L}{2\pi G I_p} - \frac{2EI_r}{\pi \varphi G I_p} \left[\frac{(kl_c)^2}{2} - \ln \operatorname{ch}(kl_c) \right], \quad (6.4)$$

где $G I_p$ — жесткость труб при кручении.

При вычислении α необходимо руководствоваться следующим. В случае $l_c \leq l_{кр}$ в (6.4) подставляются величины L и l_c . В случае $l_c > l_{кр}$ вместо L подставляется величина $L - (l_c - l_{кр})$, а вместо l_c величина $l_{кр}$.

Для руководства операциями по довинчиванию колонны выдаются дискретные величины α , соответствующие величинам l_c от величины L до 0.

Резьбовые соединения считаются довинченными, если при каждом положении колонны после нескольких попыток поворота верхней трубы на α оборотов и снятия вращающего момента реактивный возврат трубы составит α оборотов.

6.3. ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Анализ отечественного и зарубежного опыта ремонта обсадных колонн при восстановлении герметичности скважин показал, что из применяемых в отечественной практике методов установка тонкостенных продольно-гофрированных стальных труб (пластырей) в большинстве случаев является наиболее перспективной, экономичной и простой (В.А. Юрьев).

Суть этого метода заключается в том, что продольно-гофрированный пластырь, изготовленный из тонкостенной цилиндрической трубы и покрытый герметизирующим материалом, спускают в подготовленный участок скважины на специальном устройстве и расширяют дорнирующим элементом этого устройства до сопряжения с обсадной колонной в месте ее дефекта.

6.3.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕМОНТЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Основные требования к технологическому процессу.

1. Изоляция продуктивного пласта от ремонтируемого участка обсадной колонны.
2. Проверка ствола обсадной колонны на проходимость инструмента.
3. При наличии смятия обсадной колонны его ликвидация.
4. Определение местонахождения негерметичности (дефекта) обсадной колонны с точностью ± 500 мм.

5. Очистка внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта.

6. Определение характера, формы и размеров дефекта.

7. Установка на дефект пластыря.

8. Нанесение на наружную поверхность пластыря герметизирующего материала.

9. Устройство, предназначенное для установки пластыря и снабженное гидравлической дорнирующей головкой, должно обеспечивать ее заход в пластырь без давления, а прочность его элементов на разрыв должна удовлетворять условию

$$[N_y] \geq 1,6[N_p] \geq 400 \text{ кН},$$

где $[N_y]$ — допустимая прочность устройства на разрыв, кН; $[N_p]$ — допустимое рабочее усилие протяжки дорнирующего элемента при расширении пластыря, кН, $[N_p] = 250 \text{ кН}$.

10. При расширении пластыря в момент захода в него гидравлической дорнирующей головки для зацепления его с обсадной колонной при наличии упора создаваемое давление в головке должно быть в 1,3–1,5 раза выше, чем при последующей протяжке после снятия упора.

11. При использовании устройства с якорем как упора для пластыря создаваемое первоначальное избыточное давление на якорь для "сцепления" его с колонной должно быть в 1,5–1,7 раза выше, чем при протяжке дорнирующей головки для расширения пластыря.

12. При калибровке (повторной протяжке) пластыря давление в гидравлической дорнирующей головке должно создаваться в 1,3–1,5 раза выше, чем оно было при первой протяжке после снятия упора пластыря.

13. Определение качества установки пластыря опрессовкой скважины различным по значению и виду давлением согласно техническим данным паспорта, а также в зависимости от характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны.

Последовательность операций ремонта обсадных колонн пластырями

Ремонт обсадных колонн при восстановлении герметичности методом установки стальных пластырей включает в себя три группы и 11 технологических операций (рис. 6.1).

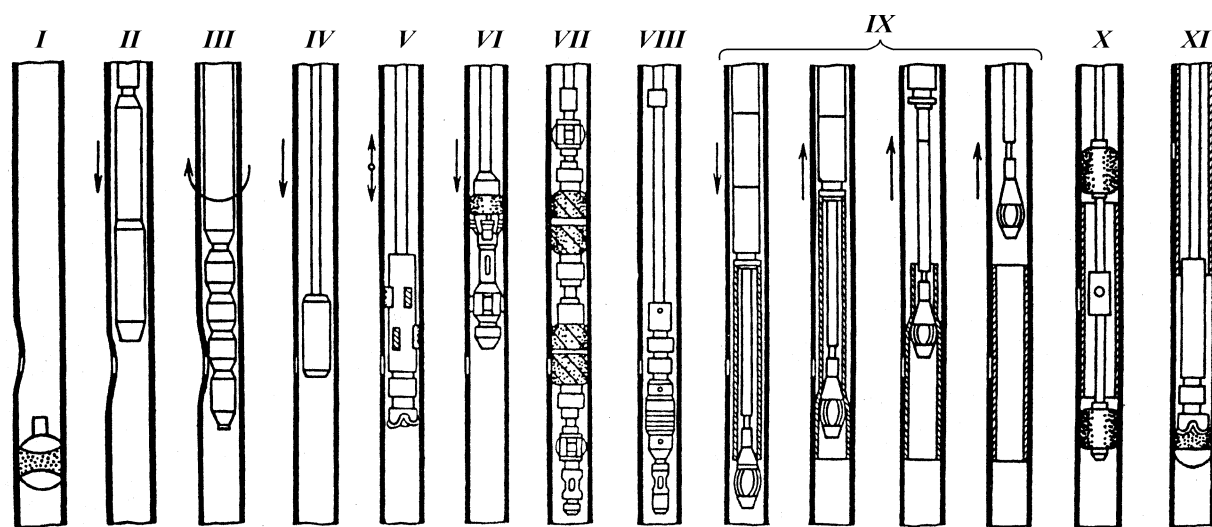


Рис. 6.1. Технологическая последовательность операций ремонта обсадных колонн пластырями

Первая группа — подготовительные работы

Операция I. Установка цементного моста для отсечения продуктивного пласта.

Операция II. Шаблонирование в целях проверки проходимости инструмента.

Операция III. Ликвидация смятия при его наличии (восстановление проходимости).

Операция IV. Определение местоположения дефекта (негерметичности).

Операция V. Подготовка (очистка) внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта.

Операция VI. Уточнение места дефекта.

Операция VII. Определение характера, формы и размера дефекта и более точного его местоположения.

Операция VIII. Определение (измерение) внутреннего периметра (диаметра) обсадной колонны в интервале дефекта.

Вторая группа — основные работы

Операция IX. Транспортировка и установка пластыря в зоне нарушения герметичности обсадной колонны.

Третья группа — завершающие работы

Операция X. Испытание (опрессовка) на герметичность и прочность отремонтированного участка.

Операция XI. Разбуривание пробки-моста.

В полном объеме выполнение всех операций требуется не всегда, это зависит от технологических и геологических условий работы скважины, ее технического состояния и других обстоятельств.

Операции I, II, IV, VI, X, XI являются традиционными для всех ранее применявшихся в отечественной практике методов ремонта скважин.

Операция II (шаблонирование) контрольная, выполняется в отдельных (при необходимости) случаях.

Операция III (ликвидацию смятия) проводят только при наличии смятия обсадной колонны.

Операции II и III можно совмещать при использовании универсального (комбинированного) устройства, позволяюще-

го производить шаблонирование и при наличии смятия — его ликвидацию.

Измерение внутреннего периметра ремонтируемого участка обсадной колонны (операция VIII) является контрольным процессом, осуществляемым в исключительных случаях. Это обусловлено тем, что, во-первых, конструкция скважины и диаметр (периметр) обсадной колонны известны и указаны в проектной и исполнительной документации. Во-вторых, при износе внутренних стенок обсадных колонн устройство, с помощью которого устанавливается пластырь при наличии гидравлической дорнирующей головки, позволяет увеличить его периметр по диаметру за счет пластичности материала пластыря до сопряжения с обсадной колонной при увеличении радиальных нагрузок в головке; осевые усилия при протяжке не изменяются.

Точное определение места дефекта геофизическим способом (операция IV) исключает применение операции VI. А если операция II выполняется методом фото- или телеметрии, то не имеет смысла выполнять как операции VI и VII.

Операция VII (определение характера и формы дефекта) может быть совмещена с VIII (измерение периметра) или V (очистка).

Операция X может быть совмещена с IX. В этом случае опрессовывают всю колонну после установки пластыря, не поднимая устройство на поверхность.

Операция VI (уточнение места дефекта) может быть совмещена с IX (установка пластыря).

Опыт показал, что в большинстве случаев при ремонте обсадных колонн стальными пластырями выполняются, как правило, операции IV, V, VII и IX.

В рассматриваемом методе ремонта обсадных колонн стальными пластырями новыми являются операции V, VII и IX, для выполнения которых предназначены следующие устройства:

для очистки внутренней поверхности обсадной колонны — скребок гидромеханический (СГМ);

для определения формы и размеров дефекта обсадной колонны — печать боковая гидравлическая (ПГ);

для транспортировки и установки стального пластыря на дефект ремонтируемого участка обсадной колонны в целях восстановления герметичности скважины — ДОРН.

ДОРН, скребок, печать и пластырь входят в комплект устройств и серийно изготавливаются для ремонта обсадных

колонн диаметром 146 и 168 мм, как наиболее часто применяемых в отрасли при строительстве скважин.

Технологический процесс восстановления герметичности обсадных колонн стальными пластырями осуществляется при наличии на скважине:

- спускоподъемного агрегата с высотой подъема инструмента над устьем не менее 15 м;

- насосно-цементирующего агрегата при максимальном давлении не менее 20 МПа и подаче до 10 л/с;

- комплекта устройств и пластыря согласно установленному плану работ (проводимых технологических операций);

- комплекта насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, нагнетательной системы.

6.3.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, МАТЕРИАЛ ПЛАСТЫРЯ

Основным материалом для восстановления герметичности обсадных колонн методом установки заплат служит пластырь — тонкостенная продольно-гофрированная стальная труба.

С целью повышения качества герметизации пластырь покрывают пластичным герметизирующим материалом.

Для герметизирующего покрытия применяют следующие материалы:

- полимерный состав на основе эпоксидной смолы ЭД-5, ЭД-6;

- гуммировочный состав на основе наирита НТ (ТУ 38-10518—77).

Полимеры на основе эпоксидных смол более прочны и надежны для герметизации при заполнении раковин и пустот между пластырем и обсадной колонной, но менее удобны при приготовлении и нанесении на поверхность пластыря, так как быстро схватываются (твердеют).

Для качественного восстановления герметичности скважин при ремонте обсадных колонн важно правильно выбрать оптимальную форму, периметр поперечного сечения и материал пластыря. Он должен свободно проходить в обсадной колонне с зазором 6—10 мм с последующим плотным прижатием без механического нарушения к внутренней поверхности ремонтируемого участка трубы. Для этого поперечному сечению пластыря придают вид фигуры, состоящей из сопряженных участков выступов и впадин (рис. 6.2).

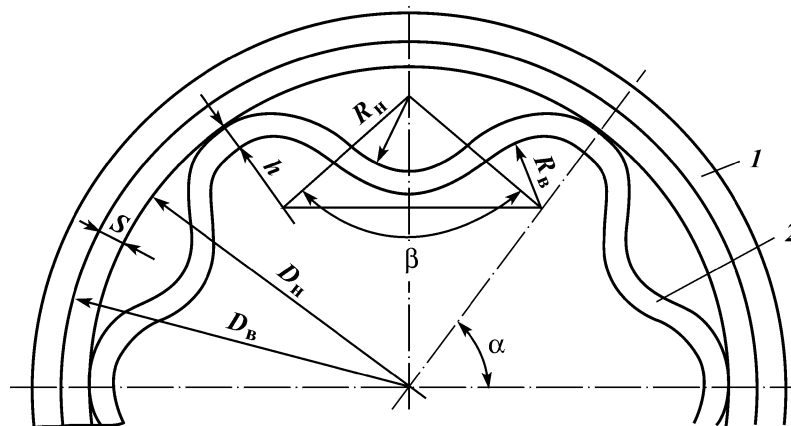


Рис. 6.2. Поперечный профиль пластыря:
1 – обсадная колонна; 2 – гофрированный пластырь

Периметр пластырей может быть рассчитан по методике, применяемой для звездообразных труб. Для пластырей с n гофрами длину периметра L_{Π} определяют по формуле

$$L_{\Pi} = \frac{\pi n}{180^{\circ}} (R + kh)(2\beta + \alpha),$$

где n – количество гофр; R – радиус выступов и впадин; k – коэффициент, учитывающий положение нейтрального слоя при изгибе; h – толщина стенки пластыря; α – угол между соседними выступами; β – угол, определяющий длину дуги впадины.

При расчете геометрии поперечного сечения пластыря, примененного для обсадных колонн диаметром 146 мм, количество гофр было принято равным 6. Для других размеров труб форма выступов и впадин принимается равной или близкой пластырю с шестью гофрами, их количество изменяется в соответствии с диаметром обсадной колонны и определяется по формуле

$$n = 0,049 D_v,$$

где n – расчетное число гофр пластыря; D_v – внутренний диаметр обсадной колонны.

Ниже приведены принятые количества гофр (лучей) для труб разного диаметра.

Наружный диаметр об- садной колонны, мм.....	140	146	168	178	194	219	245	273	299	325
Число гофр пластыря (выступов и впадин), не менее.....	6	6	8	8	8	10	12	12	14	14

Следовательно, для решения поставленной задачи необходимо продольно-гофрированные тонкостенные стальные трубы, обладающие требуемыми конфигурацией, размером поперечного сечения, механическими и прочностными свойствами.

Для изготовления таких труб в качестве заготовки можно использовать тонкостенные цилиндрические стальные трубы, выпускаемые промышленностью по ГОСТ 8734–75 и 8732–78.

Гофрированные пластыри изготавливаются на роликовых установках протягиванием труб (НПО "Бурение").

6.3.3. ПОИСК ДЕФЕКТА В ОБСАДНЫХ КОЛОННАХ

Эффективность ремонта негерметичных обсадных колонн методом установки металлического пластыря на дефект зависит от качества обследования скважины с целью выявления дефекта, его местонахождения, формы и размера.

В отечественной и зарубежной практике поиск негерметичности колонны осуществляется разнообразными методами и техническими средствами, имеющими свои преимущества и недостатки.

Эффективными техническими средствами для поиска дефекта являются пакеры и самоуплотняющиеся манжеты многоразового действия различных конструкций. К недостаткам этих устройств относится то, что они не позволяют определить характер (форму и размер) дефекта.

Такие приборы, как фото- и телекамеры, дают информацию не только о глубине расположения, но и о характере дефекта. Однако их широкое практическое применение — дело будущего.

Пакеры

Пакер типа ПШ (рис. 6.3), применяемый в основном при гидравлических разрывах пласта и изоляционных работах, состоит из штока 4, на который надеты конус 7, дюралюминевые кольца 2, 5, 6 и резиновые манжеты 3. На

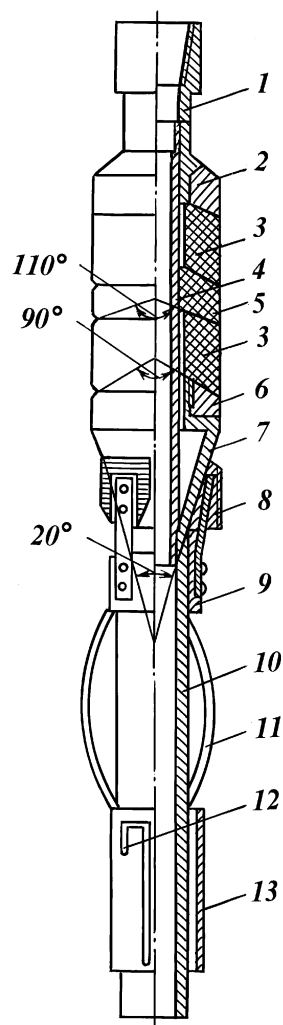


Рис. 6.3. Пакер ПШ168

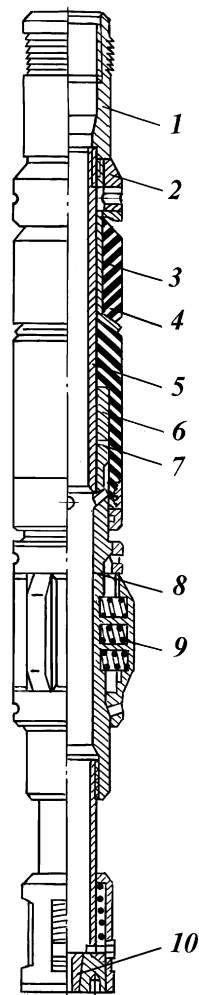


Рис. 6.4. Пакер гидравлический модернизированный ПГ500

верхний конец штока навинчена головка 1, на нижний — короткий хвостовик 10. На хвостовике укреплен фонарь 9, имеющий плашки 8, пружины 11 и замок 13. Положение фонаря на хвостовике фиксируется замком 13 при помощи штифта 12.

Пакер спускают в скважину на трубах. Для удержания его в колонне над ним устанавливают гидравлический якорь. Спустив пакер на необходимую глубину, проворачивают трубы вправо на один-два оборота. Вследствие этого штифт 12 попадает в длинную прорезь замка 13. Затем трубы спускают вниз. При этом фонарь 9 удерживается пружинами 11 в эксплуатационной колонне в верхнем положении.

Конус 7 распирает плашки 8, удерживает пакер в эксплуатационной колонне. При сжимающей нагрузке до 10 т, создаваемой массой колонны труб, резиновые манжеты 3 расширяются и герметизируют кольцевое пространство скважины. Резиновые манжеты пакера устроены так, что в сжатом виде они принимают грушеобразную форму. С повышением давления под пакером края манжет плотно прижимаются к стенке эксплуатационной колонны, создавая дополнительное уплотнение, что является основным преимуществом пакера типа ПШ.

Пакер извлекают на поверхность при подъеме труб, при этом конус пакера выходит из-под шлицов и контакт их со стенкой колонны нарушается, уплотнительные манжеты разгружаются и принимают размеры, близкие к первоначальным.

Промежуточный пакер ППГМ1 (табл. 6.3) с гидромеханическим управлением состоит из уплотняющего и заякоривающего узлов, устройства гидропривода и шарикового клапана.

Пакер без шарика спускают в скважину на колонну насосно-компрессорных труб на необходимую глубину. Затем

Таблица 6.3

Техническая характеристика пакеров ППГМ1

Показатель	ППГМ1-114-160	ППГМ1-122-160	ППГМ1-133-160	ППГМ1-142-160
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	146	168	168
Максимальный перепад давлений на пакера, МПа			16	
Максимальная температура рабочей среды, °С	50	150	150	150
Диаметр присоединительной резьбы гладких насосно-компрессорных труб, мм	73	73	89	89
Габаритные размеры, мм:				
наружный диаметр	114	122	133	142
диаметр канала	62	62	76	76
длина канала	1655	1655	1880	1880
Масса, кг	43	47	63	70

колонну труб приподнимают на определенную высоту, сбрасывают в нее шарик и подают давление. Под давлением цилиндр гидропривода перемещается вверх, плашки находят на конус, и пакер заякоривается в стволе скважины. Затем колонну насосно-компрессорных труб спускают, под действием массы труб уплотнительные элементы сжимаются и герметично разобщают два пространства в стволе скважины.

При дальнейшем увеличении давления срезаются винты клапана. Клапан с шариком падает на забой скважины.

Пакер извлекают из скважины при подъеме колонны насосно-компрессорных труб без проведения дополнительных работ.

Гидравлический модернизированный пакер ПГ500 (рис. 6.4) состоит из головки 1, к верхней части которой присоединены гидравлический якорь и колонна заливочных труб, а к нижней — шток 5 и опорное дюралюминиевое кольцо 2. На шток надеты ограничитель 4 с ограничительной манжетой 3, упор 6 и гидравлическая манжета 7.

К нижней части штока присоединен корпус фонаря 8 закрытого типа. Фонарь имеет три башмака, расположенные под углом 120° по окружности корпуса. Каждый башмак подпирается изнутри тремя цилиндрическими пружинами, находящимися в глухих отверстиях корпуса фонаря. Верхнее и нижнее упорные кольца предотвращают выпадение башмаков 9. К нижней части корпуса крепится клапан пакера с дроссельным штуцером 10.

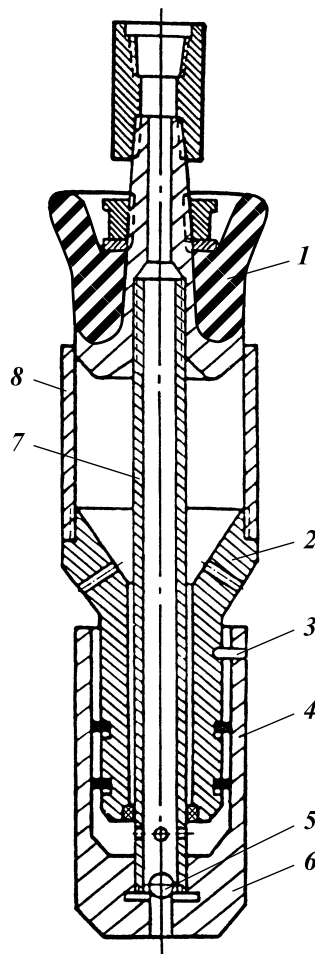
Для уплотнения пакера ПГ500 в колонну заливочных труб закачивают жидкость с расходом 2–2,5 л/с. При этом в штуцере возникает перепад давления 0,3–0,5 МПа. Через отверстия в корпусе фонаря жидкость проходит во внутреннюю полость гидравлической манжеты 7 и расширяет ее до соприкосновения со стенкой колонны. Под влиянием перепада давления сжимается пружина клапана, открываются его прямоугольные окна, и жидкость проходит в пространство под пакером. При дальнейшем повышении давления под пакером гидравлическая манжета расширяется и окончательно уплотняет затрубное пространство. В результате создания высокого давления под пакером он выталкивается вверх вместе с колонной заливочных труб, вследствие чего нарушается его уплотнение. Для удержания пакера на месте применяют гидравлический якорь, который устанавливают непосредственно над пакером. На промыслах нашей страны наибольшее распространение получили гидравлические якоря конструкции ОКБ по бесштанговым насосам.

Рис. 6.5. Самоуплотняющийся гидравлический пакер

Для определения места дефекта эксплуатационной колонны применяют также самоуплотняющийся гидравлический пакер (рис. 6.5). Пакер спускают в скважину с открытой манжетой 1 при крайнем нижнем положении корпуса 2 в цилиндре 4.

Поинтервальную опрессовку эксплуатационной колонны ведут сверху вниз, закачивая жидкость в кольцевое пространство между обсадными и насосно-компрессорными трубами. Под действием избыточного давления, создаваемого над пакером, резиновая манжета 1, расширяясь, изолирует кольцевое пространство в колонне. Место дефекта в эксплуатационной колонне обнаруживается по падению давления или уровня в кольцевом пространстве скважины. Для извлечения пакера из скважины в колонну насосно-компрессорных труб бросают шар 5 и закачивают жидкость. Шар садится на седло заглушки 6, а жидкость, протекая через отверстия в нижней части патрубка 7, давит на поршень снизу. Кожух и поршень поднимаются вверх. При этом кожух надевается на манжету 1, предохраняя ее от истирания при подъеме пакера. Ход поршня 8 вверх прекращается, когда нижняя уплотнительная манжета поднимается выше отверстий в верхней части цилиндра, и давление в трубах упадет. При полном подъеме поршня срабатывает стопорное устройство 3, благодаря чему предотвращается произвольное освобождение резиновой манжеты 1 при подъеме пакера.

Устройство для опрессовки обсадных колонн (рис. 6.6) состоит из корпуса 3 с верхним 4 и нижним 11 отверстиями. На наружной поверхности корпуса расположена самоуплот-



няющаяся манжета двустороннего действия 9; выше манжеты напротив отверстия 4 зафиксирована уплотняющая срезная втулка 5 с седлом под шар 2. Ниже втулки размещено с зазором гнездо 6 и шпильковая опора 7 с перфорацией. Устройство опускается в скважину на насосно-компрессорных трубах 1 для опрессовки обсадной колонны 10 и поиска ее дефектов 8.

После спуска устройства в скважину без шара 2 создается поочередно гидравлическое давление соответственно по колонне и НКТ.

В случае герметичности выше манжеты или ниже ее стрелка манометра стабильно показывает заданное опрессовочное давление, созданное насосным агрегатом.

Если давление падает, то, соответственно, выше манжеты или ниже ее колонна негерметична. В этом случае давление снимают, а устройство поднимают или, соответственно, опускают в заданный интервал. Процесс опрессовки повторяют.

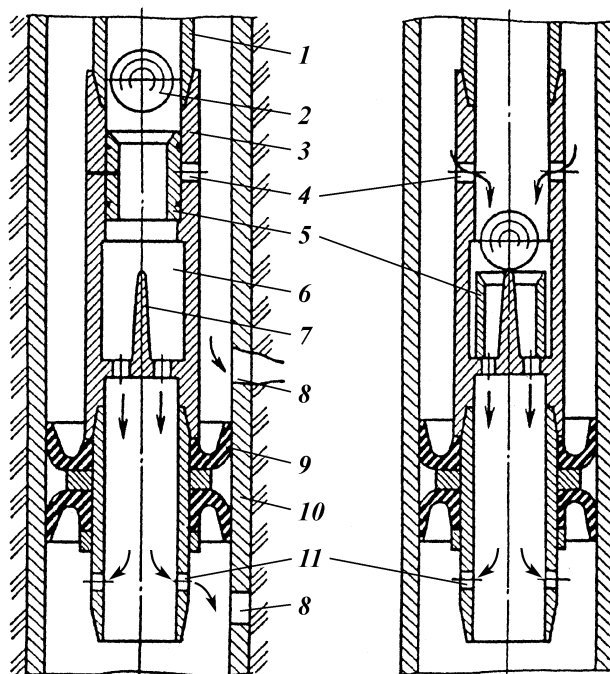


Рис. 6.6. Устройство для опрессовки обсадных колонн

Таким образом, при шаговом спуске или подъеме устройства опрессовывают колонну и определяют место ее дефекта.

По окончании процесса опрессовки колонны в НКТ спускают шар 2, создают избыточное давление. Втулка 5 с помощью шара 2, залегшего в ее седло, срезается и открывает отверстие 4. Шар 2, проталкивая втулку 5, остается на шпильковой опоре 7, а втулка падает в гнездо 6. Так при подъеме устройства обеспечивается переток жидкости в колонне через отверстие 4, перфорационное отверстие шпильковой опоры 7 и отверстие 11.

Для определения характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны, а также уточнения места его нахождения применяют фото- и телекамеры, резиновые баллоны, прижимные рычажные плашки с оттискным слоем (печати).

Устройство для снятия оттисков с внутренней поверхности обсадных колонн

Устройство предназначено для снятия оттисков с внутренней поверхности негерметичных обсадных колонн. Его применяют при обследовании негерметичного интервала колонн. Спуск, подъем и управление работой устройства осуществляются с помощью каротажного кабеля.

Устройство (рис. 6.7) помещено в корпус 1, в верхней части которого расположены реверсивный электродвигатель 2 и редуктор 3, связанный с составным (из двух частей) валом 5, соосно установленным в нижней части корпуса. На обоих концах вала установлены раздвижные узлы, состоящие из ползунов 6, 10 с левой и правой резьбой, сочлененные с соответствующими резьбами вала 5. На ползунах имеются шарнирные рычаги 7, попарно связанные с опорами 8 прижимных лыж 9 через прорезные окна 12 корпуса. Прижимные лыжи покрыты пластичным материалом 11. Устройство в нижней и верхней части снабжено центрирующими элементами 4.

Работает устройство следующим образом. В транспортном положении его спускают в скважину на каротажном кабеле в обследуемый интервал колонны. Подают постоянное напряжение (по каротажному кабелю) к электродвигателю 2. При этом вращение через редуктор 3 передается валу 5. Вращение вала (благодаря наличию левой и правой резьбы) вызывает сближение ползунов 6, 10, которые с помощью шарнирных рычагов 7, раздвигая лыжи 9, приводят их в рабочее положение, т.е. прижимают к внутренней поверхности обсадной ко-

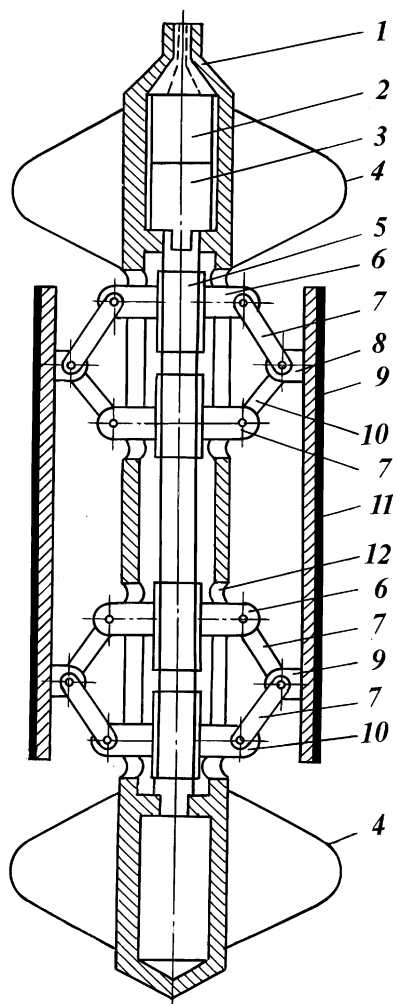


Рис. 6.7. Устройство для снятия оттисков с внутренней поверхности обсадных колонн

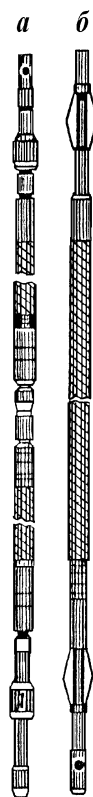


Рис. 6.8. Боковая гидравлическая печать:
а — типа ПГ-2; б — типа ПГ-3

лонны. В результате на пластичном материале 11 остается оттиск с внутренней поверхности обсадных колонн. После этого к электродвигателю подается постоянное напряжение другой полярности, что позволяет вернуть прижимные лыжи в первоначальное транспортное положение. После

подъема устройства по полученному оттиску на пластичном материале судят о характере негерметичности или повреждения обсадных колонн.

Техническая характеристика устройства для снятия оттисков

Диаметр эксплуатационной колонны, мм.....	140, 146, 168
Длина получаемого оттиска, мм.....	1000
Длина устройства, мм.....	2500
Диаметр устройства, мм:	
минимальный	115
максимальный.....	160
Масса устройства, кг.....	25

В б. ВНИИКРнефти разработана боковая гидравлическая многосекционная печать ПГ-2 по ТУ 39-1106—86 (рис. 6.8, а). Секция гидравлической печати ПГ состоит из перфорированной штанги, наконечников, резинового баллона с оттиском слоев. Печать снабжена заливным и сливным клапанами и центраторами. Длина резинового баллона ограничена техническими возможностями его изготовления.

Принцип работы печати. Для определения характера, формы, размеров и уточнения точного места нахождения дефекта гидравлическую печать опускают на НКТ или бурильных трубах в интервал нарушения герметичности обсадной колонны.

В печати создается избыточное гидравлическое давление, под действием которого резиновый баллон расширяется оттискным слоем и прижимается к стенке обсадной колонны. Затем после выдержки во времени увеличивают давление, которое обеспечивает срез штифтов и смещение втулки сливного клапана, для слива жидкости при подъеме инструмента. Давление снимают, печать поднимают на поверхность. При этом резиновый баллон возвращается по диаметру в исходное (транспортное) положение.

Дефект обсадной колонны отпечатывается на оттискном слое в виде четкой линии, повторяющей контуры негерметичности (отверстие, щель и т.п.).

Отпечатки негерметичности муфтового соединения имеют вид колец от торцов труб и резьбы между ними.

При необходимости печать может быть выполнена из двух и более секций с повторным расширением резиновых баллонов и смещением печати на 1 м для перекрытия "мертвой" зоны между секциями.

В настоящее время в гидравлической печати ПГ для оттискного слоя применяется на клею сырая резина марки 7-3826, изготавливаемая по ТУ 38-005-204—84. Недостатком такой

резины является быстрое естественное старение, в результате чего она теряет пластичность и неспособна проявлять (оставлять) отпечатки дефектов со стенки обсадной трубы.

Процесс старения (вулканизация) ускоряется при использовании резины в средах с температурой выше 30 °С.

Операция по определению характера, формы, размеров и более точного местонахождения негерметичности осуществляется гидравлической печатью ПГ.

Длина рабочей части печати

$$L = L_A + 2L_3,$$

где L_A — длина дефекта (ориентировочно находят геофизическим методом, см. рис. 6.1, операция IV); L_3 — длина запаса для перекрытия дефектов, $L_3 = 1 \div 1,5$ м.

Процесс получения отпечатка. Печать ПГ в сборе, соответствующую типоразмеру обсадной колонны, после профилактики и зарядки клапанов спускают в скважину к месту дефекта на насосно-компрессорных трубах со скоростью до 6 м/с.

Колонна спущенных труб соединяется через нагнетательную систему с насосным агрегатом.

После спуска в скважину на заданную отметку в печати создается избыточное гидравлическое давление в пределах 4 МПа, при этом резиновый баллон расширяется и своей рабочей поверхностью, покрытой тонким эластичным слоем мягкой (сырой) резины, плотно прижимается к внутренним стенкам обсадной колонны.

Время выдержки печати под давлением составляет 10—15 мин, после чего его снимают. При этом края дефекта оставляют отпечатки на поверхности эластичного слоя резинового баллона.

Заполнение жидкостью полости инструмента при его спуске производится через отверстие заливного клапана печати. Слив происходит при подъеме инструмента на устье через отверстия сливного клапана, которые открываются при смещении втулки после среза штифтов расчетным давлением 3—9 МПа (после спуска шара в седло клапана).

После подъема на устье печать демонтируют, промывают и тщательно осматривают ее рабочую поверхность. Размер дефекта несколько меньше реального четко выделяется на эластичной поверхности оттискового слоя баллона.

Если дефект герметичности находится в резьбовом соединении муфты, то отпечаток выглядит как два кольца, между ними — резьбовые следы муфты.

В случае дефектов (длинных трещин, порывов, перфораций), отпечатки которых в полном объеме не могут быть получены на баллоне из-за его короткой длины, печать собирают из двух (или более) секций или производя дополнительный спуско-подъем другой печати для снятия отпечатка соответственно выше или ниже того места, откуда уже получен отпечаток дефекта.

В б. ВНИИКРнефти разработана гидравлическая печать типа ПГ-3 (рис. 6.8, б) с резиновыми баллонами длиной 2,4 и 6 м, что позволяет устранить недостатки, присущие печати типа ПГ-2.

Для оттискного слоя используется герметизирующая самоклеющаяся лента ГЕРЛЕН-Д, которая наносится на резиновый баллон без применения клея, дублированным нетканым синтетическим материалом наружу.

6.3.4. РАЗОБЩЕНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Как правило, при ремонтных или исследовательских работах, проводимых в скважинах, низ обсадной колонны (продуктивный пласт) изолируют.

Существует несколько способов изоляции низа обсадной колонны:

- установка цементного моста с цементирующими разбурываемыми пробками;

- закачка песка с последующим вымыванием;

- установка разбурываемых пакеров.

Разбурываемые пакеры делятся на гидравлические, гидромеханические и с использованием энергии взрыва.

В настоящее время ведутся работы по созданию извлекаемых пакеров многоразового действия.

Наиболее эффективный метод разобщения обсадной колонны — установка взрывных пакеров, разработанных Раменским отделением ВНИИгеофизики по ТУ 41-03-1164—83.

Пакеры ВП разработаны нескольких типоразмеров для установки в обсадных колоннах диаметром 114, 127, 140, 146 и 168 мм.

Взрывной пакер (рис. 6.9) состоит из полого металлического корпуса 1 с зарядом пороха 2. Корпус пакера закрыт пробкой 4 и накидной гайкой 5. Для облегчения спуска пакера в скважину корпус через переходник 6 с помощью двух шариков 7 соединен с корпусом перфоратора 10. При этом для корпусов взрывных пакеров типов ВП88, ВП92 и ВП102 применяют одну или две секции корпуса перфоратора типа

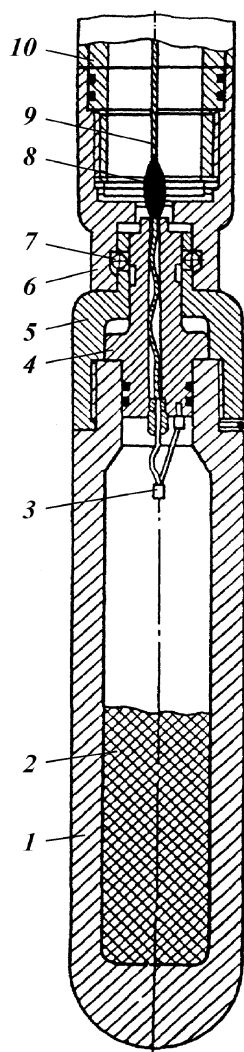
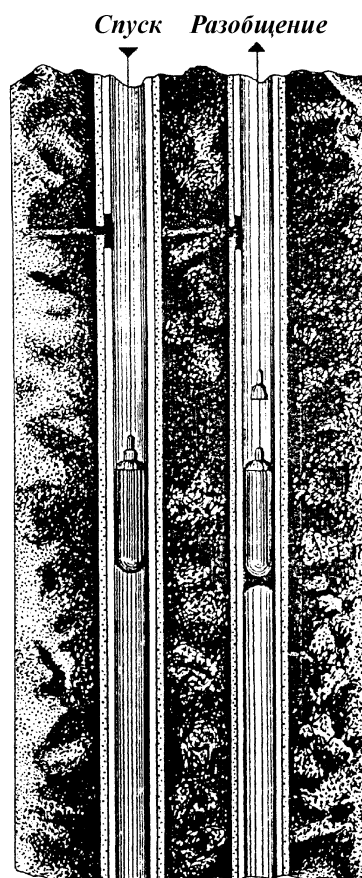


Рис. 6.9. Взрывной пакер

Рис. 6.10. Пробка-мост



ПК85, а для корпусов взрывных пакеров типов ВП100, ВП118 и ВП135 — одну или две секции корпуса перфоратора типов ПК105.

Корпус перфоратора соединен с кабельной головкой типа КГ60. Центральная жила кабеля при помощи изолированного электропровода 9 связана с электроводом 8 в пробке. Пробка снабжена двумя герметизирующими кольцами. К внутрен-

нему электровводу пробки подсоединен электровоспламенитель 3.

Работает пакер следующим образом.

На заданной глубине по кабелю подается электрический импульс, от которого срабатывает электровоспламенитель 3 и дает луч огня, воспламеняющий заряд пороха 2. Под действием давления образовавшихся газов корпус пакера 1 необратимо деформируется до прочного сцепления со стенками скважины. Одновременно начинает выдвигаться пробка 4, которая может перемещаться на 10 м до упора в торец накидной гайки 5. Выдвинувшись на 4 мм, пробка упрется в торец переходника, при этом кольцевая выточка в пробке встанет напротив шариков 7. Дальнейшее движение пробки еще на 6 мм происходит совместно с переходником. Имеющиеся в кольцевой выточке переходника скосы утапливают шарики в отверстия накидной гайки. В результате резкого удара, полученного при соприкосновении торцов пробки и переходника, после утапливания шариков груз с переходником отсоединяется от корпуса взрывного пакера. Груз с кабельной головкой и переходником извлекается на поверхность и используется повторно.

Все детали — корпус, пробка и накидная гайка — выполнены из алюминиевых сплавов, что позволяет в случае необходимости ликвидировать взрывной пакер в скважине разбуриванием.

Для более эффективного и безопасного ведения работ по разобшению обсадных колонн предложена пробка-мост (рис. 6.10). Принцип действия этой пробки основан на увеличении объема (набухание) материала, заполняющего полость пробки перед пуском в скважину. При этом через определенное время после спуска в пробке происходит тепловой эффект и возникают силы, обеспечивающие расширение ее корпуса до сопряжения с обсадной колонной.

6.3.5. ШАБЛОНИРОВАНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ СМЯТИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для ликвидации смятия обсадных колонн существуют различные по конструкции приспособления.

Наибольшее распространение получило приспособление Н. Родненского (рис. 6.11). Оно состоит из полого стержня 7, на нижнем конце которого закреплена полая головка (цилиндр) 8 с цилиндрическим отверстием для поршня 3, плотно уложенного в головке и снабженного каналом 9. На

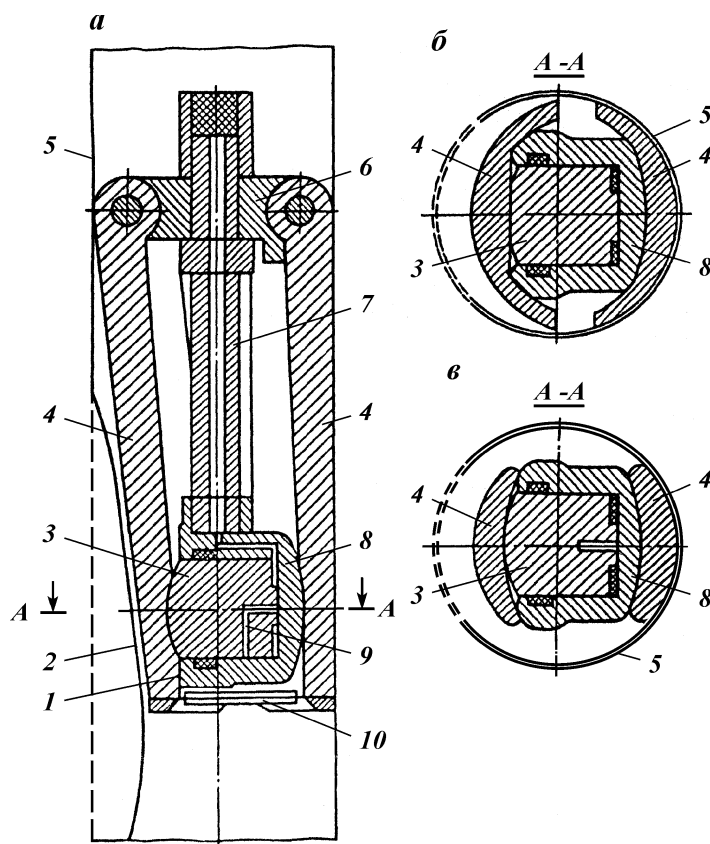


Рис. 6.11. Приспособление для выпрямления сжатых обсадных труб в скважине:

а — общий вид; *б* — с плашками прямой по длине формы; *в* — с плашками конусной книзу формы; 1 — край головки; 2 — обсадная колонна; 3 — поршень; 4 — плашки; 5 — сужение колонны; 6 — хомут; 7 — стержень; 8 — головка; 9 — канал; 10 — пружины

верхний конец стержня насажен хомут 6, с которым шарнирно связаны верхние концы плашек 4; нижние их концы находятся под действием пружины 10, постоянно стремящейся их сблизить, и прилегают к головке 8 и выступающему из нее концу поршня 3.

Приспособление на бурильных или насосно-компрессорных трубах спускают в скважину к месту сужения 5 обсадной колонны 2 и создают давление в его полости. Вследст-

вие этого поршень 3 выдвигается из головки до тех пор, пока направленное к низу отверстие канала 9 не выйдет из края 1 головки 8. После этого давление на поршень 3 сразу понижается, автоматически прекращая раздвигать плашки 4 за нормальный диаметр обсадной колонны, что фиксируется падением давления на манометре насосного агрегата и расширением колонны в этом месте до нормального диаметра. Таким образом, канал 9 является своего рода предохранителем, исключаям возможное расширение колонны сверх нормального диаметра, что могло бы повлечь за собой разрыв колонны. Затем приспособление спускают ниже на длину выровненного участка колонны, и операцию повторяют.

Если сечение трубы имеет сложную форму (в результате деформации), то целесообразно изготавливать плашки 4, суживающимися к низу.

С целью использования приспособления для ликвидации смятия колонн различных диаметров плашки 4 снабжают накладками, имеющими одинаковую толщину и перекрывающими всю рабочую поверхность плашек. Имея соответствующий набор накладок различной толщины, легко скрепляемых с плашками, можно применять приспособление для выпрямления труб, диаметры которых значительно отличаются друг от друга.

Оправка для выпрямления смятых обсадных колонн (рис. 6.12, а) содержит корпус 1, на котором эксцентрично установлены ролики 2, кулачковый механизм 4 с замком 5 и конусным наконечником эллипсной формы 6.

Оправку через переходник соединяют с УБТ и бурильными (насосно-компрессорными) трубами и спускают к месту смятия колонны 3. После фиксации инструмента бурильные трубы вращаются с частотой 30–80 об/мин. При этом конусный наконечник 6 вступает в контакт со смятым участком обсадной колонны. Благодаря эллипсной форме наконечник не вращается, что обеспечивает надежную работу кулачкового механизма без создания значительных осевых нагрузок. При вращении бурильных труб и постоянной осевой нагрузке кулачковый механизм 4 совершает удары по конусному наконечнику 6. Выпрямление смятой колонны достигается воздействием осевых ударных нагрузок на смятый участок конусного наконечника 6 и радиальных нагрузок эксцентриковых роликов 2 при интенсивной промывке скважины. После прохода смятого участка эксцентриковыми роликами, ликвидации посадок и затяжек инструмента процесс выпрямления заканчивается, и оправку извлекают на поверхность.

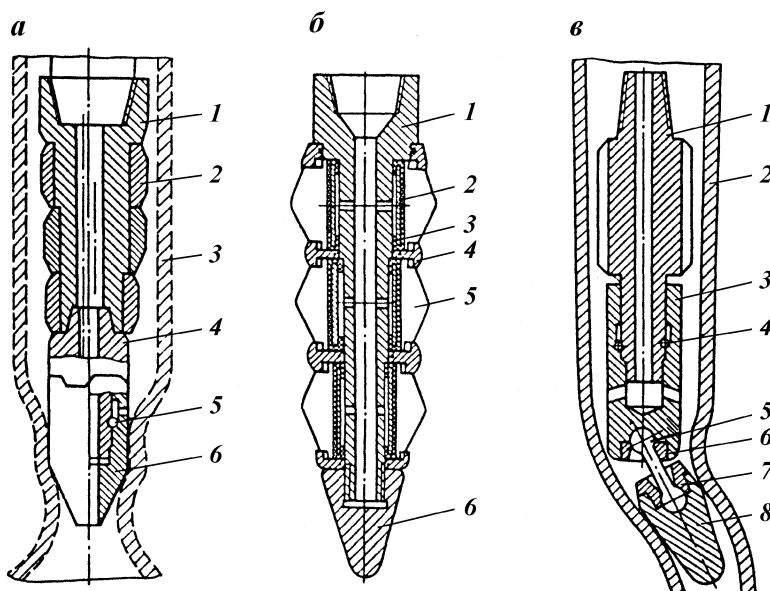


Рис. 6.12. Оправка для выпрямления смятых обсадных колонн:
а — эксцентриковая; *б* — гидравлическая с подвижными секторами; *в* — шарнирная

На рис. 6.12, *б* показана оправка, состоящая из полой перфорированной штанги 1, фигурных вкладышей 2, упругих цилиндрических диафрагм 3, ограничителей 4, радиальных подвижных секторов 5 и конусного пуансона 6.

Штанга 1 соединяется с колонной УБТ определенного веса для создания осевой нагрузки на смятый участок трубы. При этом подвижные секторы 5 сжимаются и опираются на упругие диафрагмы 3, а фигурные вкладыши 2 уменьшают удельное давление на диафрагмы 3 и предохраняют их торцовые уплотнения от разрушения при создании радиальных нагрузок. После создания соответствующей осевой нагрузки создают перепад давления, и жидкость через каналы штанги 1 направляется в полость упругой диафрагмы 3, раздвигая подвижные секторы 5, которые в свою очередь разжимают смятый участок колонны. Этот участок получает форму цилиндра, так как подвижные секторы имеют ограничители и, если один сектор радиально переместится до ограничителя 4 раньше других, то он будет находиться там до тех пор, пока остальные секторы не дойдут до своего ограничителя.

При выпрямлении смятой колонны оправку спускают вниз постепенно, воздействуя радиальными усилиями секторов сначала нижней ступени, а потом верхней, наружный диаметр которой соответствует номинальному внутреннему диаметру обсадной колонны. Когда оправка начнет двигаться вверх и вниз по колонне без затяжек и посадок, процесс выпрямления смятой колонны заканчивают. Давление в трубах снижают до нуля, и устройство извлекают на поверхность.

Оправка шарнирного типа (рис. 6.12, ,) содержит корпус 1, наконечники 3, 8, радиальную опору 4, шарнир 5 и резьбовые пробки 6, 7.

Оправку спускают на трубах в скважину до места смятия обсадной колонны 2. Наконечник 8 упирается в смятый участок и, поворачиваясь на шарнире, проходит свободно; поперечный изгибающий момент в теле устройства не возникает. В результате резко уменьшается опасность перегрузки и возникновения разрушающих напряжений, а следовательно, повышается надежность работы устройства.

Кроме того, происходит расклинивание наконечника 8 в смятой стенке колонны. Возникающие при этом распорные усилия в плоскости контакта наконечника со стенкой колонны не имеют тенденции к ее продавливанию или прорыву, так как наконечник перемещается почти параллельно стенке смятой колонны. Таким образом, исключается возможность самопроизвольного выхода наконечника 8 и всей оправки за колонну.

После того как обсадная колонна выправлена нижней частью наконечника, в нее свободно входит верхняя часть, имеющая сечение меньшее, чем внутреннее сечение выпрямленного участка колонны.

Оправку через смятый участок спускают неоднократно до тех пор, пока затяжки и посадки при движении оправки вверх или вниз не исчезнут. После этого устройство поднимают на поверхность.

В зарубежной практике применяются оправки для выпрямления труб аналогичной конструкции.

Для сокращения времени при обследовании скважин на проходимость инструмента целесообразно шаблонирование и выпрямление смятого участка обсадной колонны совмещать в одну спускоподъемную операцию. При этом необходимо вместо простой оправки использовать оправки (приспособления), применяемые для ликвидации смятия обсадных колонн.

6.3.6. ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для качественного ремонта скважин методом установки пластырей технологический процесс предусматривает в интервале ремонта очистку внутренней поверхности обсадной колонны от глинистой и цементной корки, парафина, заусенцев, застрявших пуль перфоратора, ржавчины и других отложений.

К наиболее распространенным методам очистки можно отнести гидроструйный, пескоструйный, химический и механический.

При механическом методе очистки обсадных колонн применяют щетки, ерши, скребки различных конструкций.

Устройство типа "Скрепер" (рис. 6.13, а), обеспечивающее очистку внутренних стенок обсадных колонн диаметром от 2 7/8 до 11 3/4", разработано и серийно выпускается американскими фирмами "Бейкер", "Хомко", "Трай-Стейн", "Секьюрити", "Боуэн" и др., причем различных конструкций.

Компания "Пан-Америкен" очистку обсадных колонн производит набором стальных щеток, смонтированных на колонне труб (рис. 6.13, б).

Скребки типов 2ИК и СК для очистки внутренней поверхности стенок обсадных колонн диаметром 140, 146, 168, 178, 219 и 273 мм выпускаются бакинским заводом "Нефтебурмашремонт".

Такие скребки, как и устройства американских фирм, очищают колонну при контакте подпружиненных в окнах корпуса режущих плашек с ее поверхностью в процессе расхаживания инструмента сверху вниз или снизу вверх. Это обусловлено конструкцией устройства и направлением режущих элементов. Плашки расположены в два-три ряда и смещены относительно друг друга так, чтобы полностью охватить колонну по периметру.

Скребок спускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах.

Интервал очистки определяют по формуле

$$L = L_{\text{п}} + 2L_{\text{л}},$$

где L — длина очищаемого участка; $L_{\text{п}}$ — длина устанавливаемого пластыря; $L_{\text{л}} = 10 \div 20$ м.

Очистку обсадных колонн проводят также скребками гидромеханического действия типов СГМ-1 и СГМ-2 (рис. 6.14).

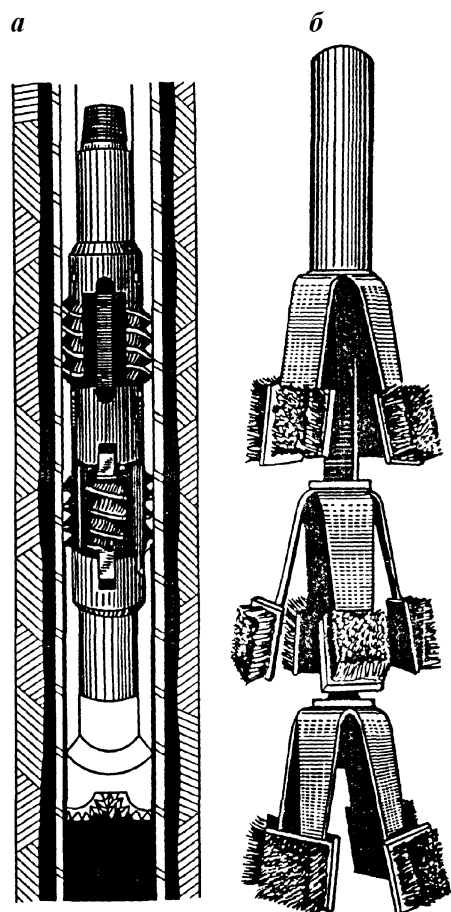


Рис. 6.13. Устройства для очистки внутренних стенок обсадных колонн:
а — устройство типа "Скрепер" фирмы "Бейкер"; б — устройство с набором стальных щеток компании "Пан-Америкен"

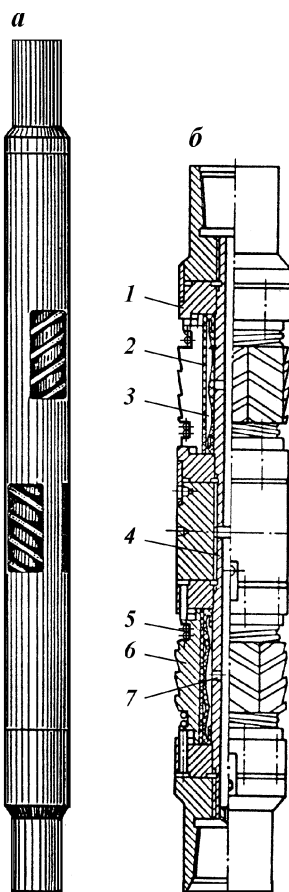


Рис. 6.14. Скребки гидромеханического действия типов СГМ-1 (а), СГМ-2 (б)

Отличие этих скребков от механических заключается в том, что режущие плашки, расположенные в окнах корпуса, в транспортном положении не выступают за пределы корпуса, а усилие при контакте их с очищаемой поверхностью в процессе очистки регулируется гидравлическим давлением с поверхности.

Скребок типа СГМ-1 (см. рис. 6.14, а), разработанный в

б. ВНИИКРнефти, изготавливается по ТУ 39-1105—86 в опытном производственном объединении "Карпатнефтемаш" и предназначен для очистки обсадных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм.

Скребок типа СГМ-2 (см. рис. 6.14, б) состоит из корпуса 4 с перфорационными отверстиями 7, против которых между ограничительными обоймами 1 размещены самоуплотняющиеся манжеты 3 с кожухом 2 и режущими плашками 6 в кольцевых пружинах 5.

Лезвия плашек могут быть выполнены к оси скребка как наклонно, так и перпендикулярно, при этом плашки монтируются с наклоном лезвий по винтовой спирали в одном направлении одного яруса и в противоположном направлении другого яруса, а также в противоположном с периодическим чередованием в каждом ярусе.

Смещение плашек верхнего яруса по оси относительно нижнего на $1/2$ их ширины обеспечивает надежную и качественную очистку за два-три прохода.

По окончании операции очистки колонны давление в скребке снимают, плашки 6 под действием пружин 5 возвращаются в исходное (транспортное) положение и инструмент извлекают на поверхность.

6.3.7. КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП РАБОТЫ СРЕДСТВ ДЛЯ СПУСКА И УСТАНОВКИ ПЛАСТЫРЕЙ В ОБСАДНЫХ КОЛОННАХ

Предложены различные устройства для расширения гофрированных труб в скважине, среди них: использующие энергию взрыва; включающие в конструкцию эластичный резиновый баллон, расширяющийся под воздействием внутреннего давления; основанные на протаскивании через трубы расширяющей металлической оправки.

Ряд устройств, используемых для расширения гофрированного патрубка, спускают в скважину на трубах, тросе или каротажном кабеле.

Для протаскивания металлической расширяющей оправки предложены устройства с использованием силы гидравлических цилиндров, талевой системы буровых установок, электроэнергии, энергии сжатого газа, образующегося непосредственно в них в результате химических реакций.

Для заполнения неровностей между стенками обсадной колонны и пластырем с целью герметизации, а также для

изоляции обсадных колонн от металла пластыря во избежание возникновения электролитической коррозии гофрированную трубу перед спуском в скважину обматывают снаружи стеклотканью, пропитанной эпоксидной смолой. Гофрированные патрубки изготавливают из труб с толщиной стенки 1,65 мм для НКТ диаметром 70 мм и с толщиной стенки 3,125 мм — для всех остальных размеров обсадных труб, при этом уменьшение внутреннего диаметра составляет соответственно 4,3 и 7,6 мм с учетом толщины стеклопластика. Степень восстановления прочности обсадных колонн зависит от размеров повреждения. При установке пластыря на перфорированный участок и изоляции отверстия диаметром до 25 мм прочность обсадной колонны при воздействии внутреннего и внешнего давления восстанавливается полностью. Этот способ успешно используют при ремонте обсадных колонн на глубине до 4000 м и с температурой в зоне установки пластыря до 115 °С.

Широкое промышленное применение на промыслах и при бурении скважин в США получили способ и устройство для ремонта обсадных колонн, разработанные специалистами фирмы "Пан-Америкен петролеум корпорейшн".

Основными частями устройства являются пружинная расширяющаяся головка и двойной силовой цилиндр с гидравлическим якорем, между которыми перемещается металлическая гофрированная труба. Устройство спускают в скважину на НКТ или бурильных трубах, внутри силовых цилиндров создают давление в пределах 15–20 МПа, и силовые цилиндры протаскивают расширяющуюся головку через гофрированную трубу. Ход цилиндров равен 1,5 м, поэтому расширение ведется ступенями.

После первого хода цилиндров дальнейшую протяжку расширяющейся головки можно выполнить с помощью талевой системы, когда усилия протяжки, равные в среднем 140–160 кН, но достигающие иногда 250 кН, будут действовать на обсадную колонну.

Ведущими американскими фирмами по производству устройств для спуска и установки стальных гофрированных пластырей в обсадных колоннах являются "Лайенс" и "Хомко".

К недостаткам устройств фирмы "Лайенс" (рис. 6.15) необходимо отнести возможность порыва трубчатого эластичного баллона 2 при его расширении, неплотное прилегание пластыря 3 до необходимого контакта с поверхностью ремонтируемого участка обсадной колонны 1, отсутствие технологической возможности изготовления трубчатого баллона

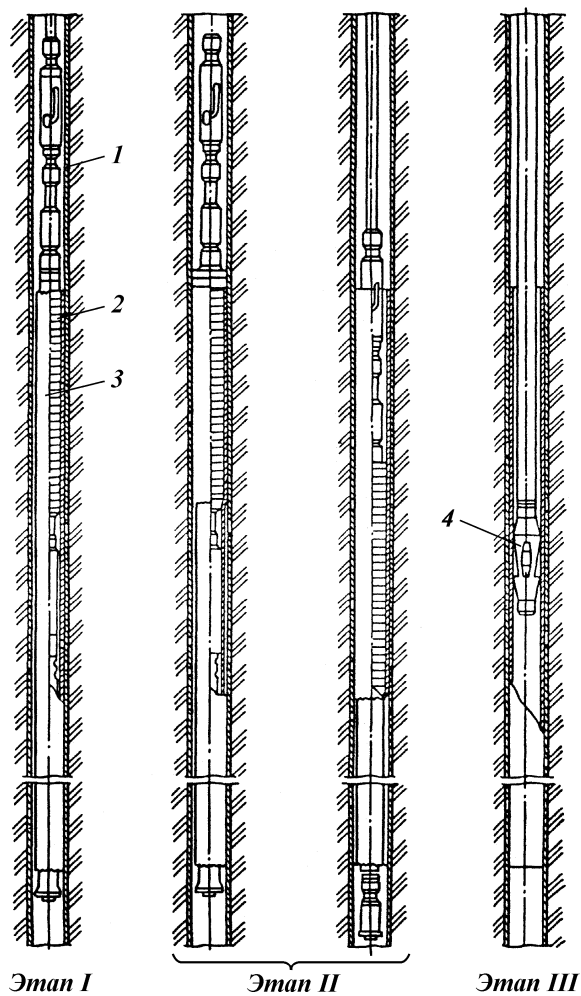


Рис. 6.15. Устройство для установки пластырей в обсадной колонне фирмы "Лайенс"

достаточной длины (5 м и более). Технология установки пластыря этим устройством включает калибровку пластыря роликовой или какой-либо другой оправкой 4 с дополнительной спускоподъемной операцией в скважине.

Устройства фирмы "Лайенс" можно использовать также как гидравлическую печать для определения характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны. С этой целью на

наружную поверхность трубчатого эластичного баллона наклеивают оттискной слой (3–4 мм) из материала, обладающего деформацией и пластичностью (сырая резина).

К недостаткам устройств фирмы "Хомко" (рис. 6.16) относится то, что для каждой толщины стенки ремонтируемого участка обсадной колонны предусмотрены индивидуальный пластырь по периметру поперечного сечения и своя пружинная цанга с калибрующими (дожимными) плечиками. После выхода цанги из зацепления с конусным пуансоном не обеспечивается возврат калибрующих плечиков в исходное (транспортное) положение без подъема устройства на поверхность. В результате исключается возможность повторных проходов головкой в целях усиления контактного сопряжения пластыря с поверхностью обсадной колонны.

Недостатком применяемого фирмами "Лайенс" и "Хомко" пластыря является то, что используемая в качестве герметика стеклоткань с пропиткой на основе эпоксидной смолы не обеспечивает качественной прослойки между пластырем и обсадной колонной. Это обусловлено тем, что эпоксидная смола в готовом для нанесения на пластырь виде обладает "жизнеспособностью" в пределах 24 ч, а затем твердеет, становится хрупкой и не может заполнить раковины и поры в обсадной трубе. Кроме того, при спуске пластыря в скважину раствор эпоксидной смолы стекает с пластыря. Все это снижает качество ремонта скважин.

Стальные пластыри успешно применялись в тех случаях, когда все другие известные способы ремонта (цементаж под давлением и т.п.) не давали положительных результатов. По данным американской печати, из 83 случаев установки пластырей на 47 площадях США в 1962 г. 73 (или 89 %) были успешными. Средние затраты времени на один ремонт составили 26,2 ч, средняя стоимость одного ремонта — 1742 дол. Эффективность ремонта по 100 случаям применения способа в 1966 г. — 96 %.

Для ремонта обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм стальными пластырями разработаны, испытаны и серийно выпускаются Краснодарским опытным заводом "Нефтемашремонт" и заводом "Электрон" (г. Тюмень) по ТУ 39-01-08-466–79 устройства ДОРН-1 (Д-146-1 и Д-168-1), позволяющие транспортировать и устанавливать пластырь на участке дефекта обсадной колонны.

Устройства типа ДОРН являются основными элементами в комплексе устройств для ремонта обсадных колонн пластырями.

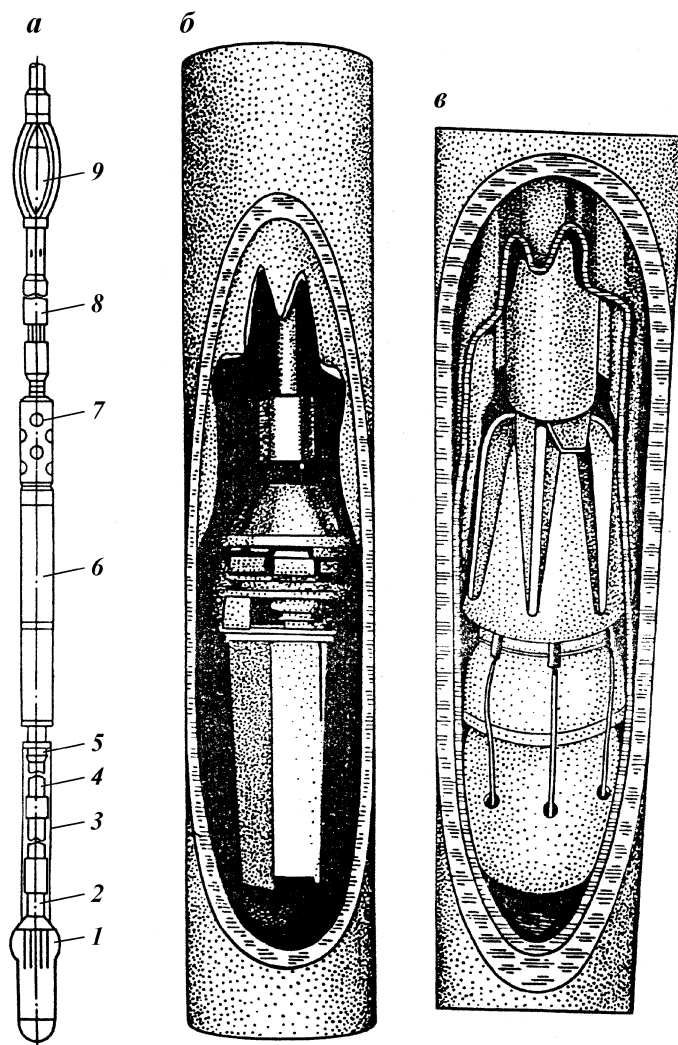


Рис. 6.16. Устройство для установки пластырей в обсадных колоннах фирмы "Хомко":

a — общий вид устройства; *б* — механическая цанговая дорнирующая головка с гладким конусом; *в* — механическая цанговая дорнирующая головка с профильным конусом; 1 — головка; 2 — аварийный отворот; 3 — пластырь; 4 — штанга; 5 — упор; 6 — силовой цилиндр; 7 — якорь; 8 — сливной клапан; 9 — пружинный управляющий орган сливного клапана

Устройство ДОРН-1 (рис. 6.17, а, б, â) состоит из гидравлической дорнирующей головки, полой связующей штанги, силовых гидравлических цилиндров и циркуляционных клапанов. Упор пластыря обеспечивается в устройстве типа ДОРН. Пластырь расширяют дорнирующей головкой снизу вверх с предварительной запрессовкой заданного отрезка силовыми цилиндрами.

Принцип работы устройства Д-146-1 (Д-168-1) заключается в следующем.

Устройство в сборе с пластырем, расположенным между дорнирующей головкой и упором, спускают в скважину с ориентацией середины пластыря против дефекта ремонтируемого участка обсадной колонны. Затем в системе создают избыточное гидравлическое давление, обеспечивающее необходимые радиальные усилия на подвижные калибрующие секторы дорнирующей головки и осевые усилия на поршни в силовых цилиндрах.

На первом этапе заданный отрезок пластыря запрессовывают в стенку обсадной колонны протягиванием дорнирующей головки за счет осевых усилий под действием гидравлического давления на поршни силовых цилиндров, с которыми посредством полых штанг соединена головка.

Предварительное выпрямление пластыря осуществляется конусным пуансоном, а окончательная запрессовка к стенке обсадной колонны до контакта, обеспечивающего удерживающую силу сцепления, — подвижными калибрующими секторами головки, причем радиальные усилия на секторы создаются в момент захода их в пластырь.

Второй этап запрессовки пластыря на всей оставшейся длине осуществляется подъемом устройства с помощью талевой системы при сохранении давления в дорнирующей головке, после прохода которой через пластырь снимают давление в системе и устройство поднимают на поверхность.

Заполнение жидкостью устройства и труб при спуске и слив ее при подъеме происходят через обратный и срезной клапаны циркуляционной системы. Отверстия сливного клапана открываются при смещении вниз втулки клапана от удара стержнем по крестовине. Стержень спускают по трубам перед подъемом устройства на поверхность.

К недостаткам ДОРН-1 относятся громоздкость, большая металлоемкость, высокая трудоемкость и сложность сборки и эксплуатации, зависимость между собой осевых и радиальных нагрузок при установке пластыря на первом этапе.

В устройстве ДОРН-2 (рис. 6.17, â) упор пластыря обеспе-

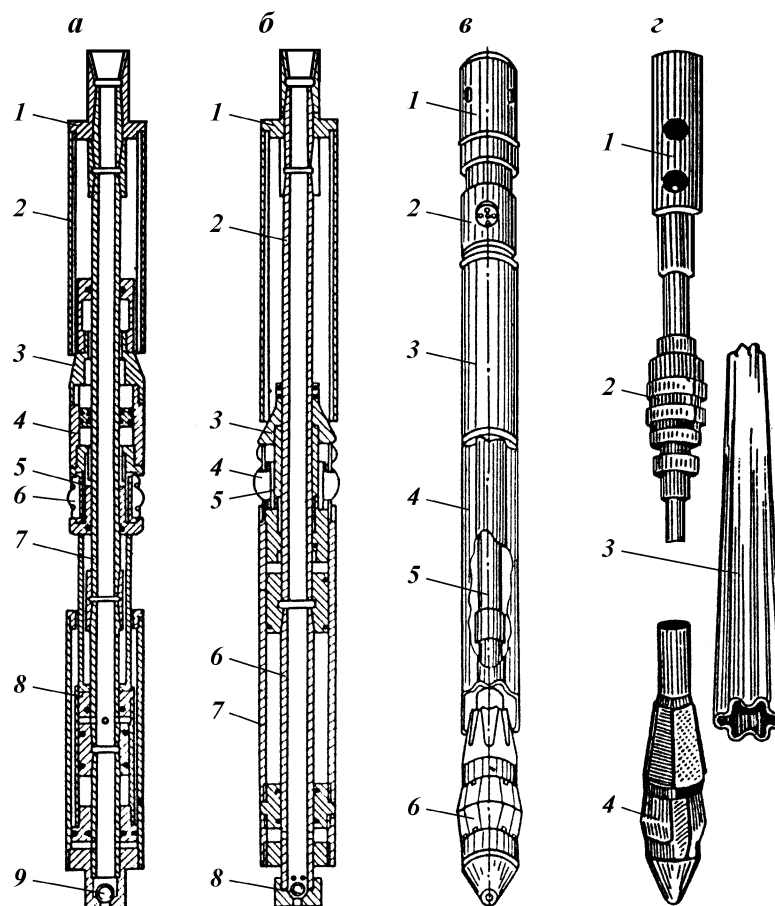


Рис. 6.17. Устройство для транспортировки и установки пластырей в обсадных колоннах типа ДОРН:

а — модификация Д-1 первого исполнения: 1 — упор, 2 — пластырь, 3 — конус, 4 — разделительная камера, 5 — манжета, 6 — калибрующие секторы, 7 — штанга, 8 — силовой телескопический гидравлический цилиндр, 9 — обратный клапан; *б* — модификация Д-1 второго исполнения: 1 — упор, 2 — пластырь, 3 — конус, 4 — калибрующие секторы, 5 — манжета, 6 — штанга, 7 — силовой гидравлический цилиндр, 8 — обратный клапан; *в* — модификация Д-1 третьего исполнения: 1 — сливной клапан, 2 — заливной клапан, 3 — силовой гидравлический цилиндр, 4 — пластырь, 5 — штанга, 6 — гидравлическая дорнирующая головка; *г* — модификация Д-2: 1 — циркуляционный клапан, 2 — гидравлический якорь, 3 — пластырь, 4 — гидравлическая дорнирующая головка

чивается на обсадную колонну через якорь устройства, а установку пластыря осуществляют протяжкой дорнирующей головки при подъеме инструмента снизу вверх без разрыва во времени между этапами предварительной и окончательной запрессовки.

Это устройство значительно меньше по длине и массе, менее трудоемко в изготовлении, несложно в эксплуатации и сборке, исключает взаимозависимость осевых и радиальных нагрузок при установке пластыря.

Принцип работы ДОРН-2 заключается в следующем.

После спуска пластыря в зону ремонтируемого участка обсадной колонны в устройстве создается избыточное гидравлическое давление, которое через самоуплотняющуюся эластичную диафрагму обеспечивает радиальные усилия на подвижные калибрующие секторы дорнирующей головки.

Одновременно через диафрагму якоря создается давление на плашки якоря, которые, радиально перемещаясь, контактируют со стенками обсадной колонны.

Первый этап установки пластыря в ремонтируемом участке обсадной колонны осуществляется подъемом инструмента при протягивании дорнирующей головки через пластырь. При этом якорь остается на месте, удерживая пластырь от осевого смещения при его запрессовке. Освобождается якорь от обсадной колонны снятием давления на плашки при перетоке жидкости из напорной камеры в разгрузочную (или за пределы устройства в отверстие) по пазам перемещающейся вверх полой штанги, изолируя каналы в ней от напорной камеры и сохраняя давление в дорнирующей головке.

Таким образом, в процессе подъема устройства после первого этапа запрессовки пластыря якорь автоматически отключается от стенок колонны и без разрыва во времени продолжается второй этап запрессовки пластыря по всей его длине. После прохода дорнирующей головки через пластырь снимают давление в системе, и устройство поднимают на поверхность.

Для повышения надежности предварительного сцепления пластыря с обсадной колонной в ДОРН-2 предусмотрено повторение первого (предварительного) этапа запрессовки пластыря без снятия его с упора. В таком случае подъем инструмента останавливают после протяжки дорнирующей головки на длине 1300 мм, т.е. на 200 мм меньше полного хода (1500 мм) предварительной запрессовки, что необходимо для сохранения давления на плашки якоря.

После остановки подъема инструмента давление в системе

снимают и инструмент опускают в исходное (первоначальное) положение. Затем создают давление и проводят протяжку дорнирующей головки по всей длине пластыря. Якорь в этом случае отключают (устанавливают в транспортное положение) после прохода головкой 1500 мм.

Недостатком ДОРН-2 является то, что под действием радиальных усилий в местах контакта плашек якоря не исключается возможность повреждения стенок обсадной колонны.

В целях повышения надежности работы, а следовательно, и качества ремонта скважин устройства для установки пластырей постоянно совершенствовались.

Так, компоновка узлов ДОРН-1 имеет три варианта. В первом варианте (см. рис. 6.17, а) силовые цилиндры с гидравлической дорнирующей головкой располагались под пластырем, а циркуляционные клапаны с упором — над ним. Гидравлическая головка имела свою разделительную камеру с поршнем, а силовые цилиндры были выполнены по телескопической схеме. Во втором варианте (см. рис. 6.17, б) была аннулирована разъединительная камера, а телескопическая схема силовых цилиндров заменена двумя последовательно расположенными и синхронно действующими силовыми цилиндрами. Недостатком такой компоновки является то, что в момент заклинивания головки с пластырем в обсадной колонне в скважине оставалось в основном все устройство, и как следствие, осложнялась ликвидация аварии. Кроме того, отсутствовала возможность спускать пластырь до забоя на длину силовых цилиндров. ДОРН-1 в первом и втором вариантах не обеспечивал достаточных осевых усилий для предварительного расширения и предварительного сцепления пластыря со стенками обсадной колонны на первом этапе запрессовки пластыря.

Эти недостатки были устранены в третьем варианте (см. рис. 6.16, â) введением приспособления для аварийного отворота ниже силовых цилиндров. Кроме того, силовые цилиндры с упором расположили над пластырем. Дорнирующую головку конструктивно оформили в самостоятельный узел и закрепили на полой связующей штанге под пластырем. Рабочий ход силовых цилиндров для предварительного протягивания дорнирующей головки через пластырь на первом этапе запрессовки составляет 1500 мм вместо 500 мм. Количество силовых цилиндров увеличено с двух до трех. Давление в дорнирующую головку поступает при заходе ее подвижных калибрующих секторов в пластырь, что значительно снижает осевые усилия.

В устройстве ДОРН-2 усовершенствована работа якоря (рис. 6.18), благодаря чему дорнирующую головку можно вводить в пластырь без давления, а также производить его повторную калибровку без подъема устройства на поверхность с сохранением давления в головке при транспортном (отключенном) положении якоря.

Определяющую роль в работе устройства выполняет дорнирующая головка, функции которой заключаются в предварительном расширении и окончательном сопряжении пластыря с обсадной колонной.

Проведены исследования и разработано несколько типов дорнирующих головок, которые по принципу действия разделяются на гидравлические, механические и гидромеханические (рис. 6.19). Механическая дорнирующая головка от разработки до внедрения в серийное производство претерпела ряд изменений. В первом (см. рис. 6.19, а) и втором (см. рис. 6.19, б) исполнениях была составной частью силовых цилиндров и имела ряд конструктивных и эксплуатационных недостатков; коэффициент успешности этих головок был низким.

После совершенствования и модернизации гидравлическая головка конструктивно оформилась в самостоятельный узел (см. рис. 6.19, в, г). Она состоит из корпуса, конусного пуансона, самоуплотняющейся упругой диафрагмы (манжеты) и подвижных калибрующих секторов.

Существенным преимуществом усовершенствованной гидравлической дорнирующей головки, в отличие от механических, в том числе и американского производства, является то, что она позволяет с помощью подвижных калибрующих секторов, не меняя их, устанавливать пластырь как с положительным, так и с отрицательным натягом в обсадной колонне для всех толщин стенок одного типоразмера, причем не только с цилиндрическим, но и с овальным поперечным сечением колонны. Кроме того, она дает возможность осуществлять многократную калибровку пластыря под давлением без подъема устройства на поверхность и регулировать с поверхности радиальные усилия на нее.

Конструктивным изменением и существенной доработке подвергалась манжета (рис. 6.20).

В настоящее время продолжается совершенствование и модернизация отдельных узлов и деталей в целях повышения надежности работы устройства типа ДОРН и улучшения качества ремонта скважин. Так, в конструкцию введен шламосборник для улавливания песка и других посторонних предметов в жидкости, поступающей в устройство. Ведется раз-

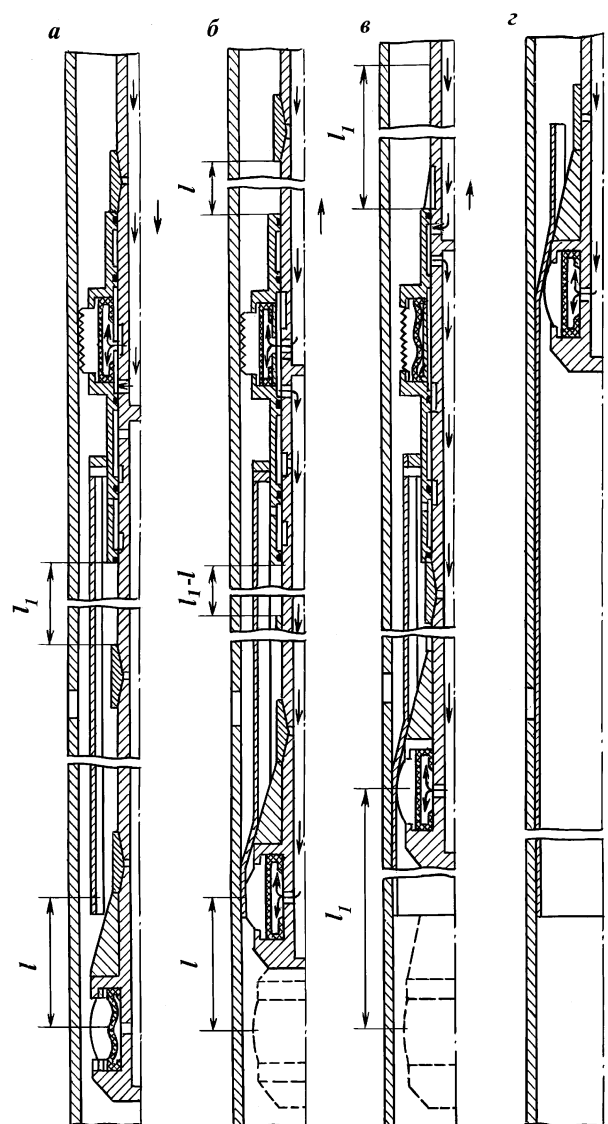


Рис. 6.18. Схема работы ДОРН-2:

† — этап I — спуск устройства к дефекту обсадной трубы в скважине и якорение; а — этап II — заход формирующей головки в пластырь без давления и автоматическая подача давления в головку; , — этап III — окончание рабочего хода головки для сцепления пластыря и отключения якоря; „ — этап IV — протяжка головки на выход из пластыря при его расширении; l — длина захода головки в пластырь без давления; l_1 — рабочий ход головки при наличии упора

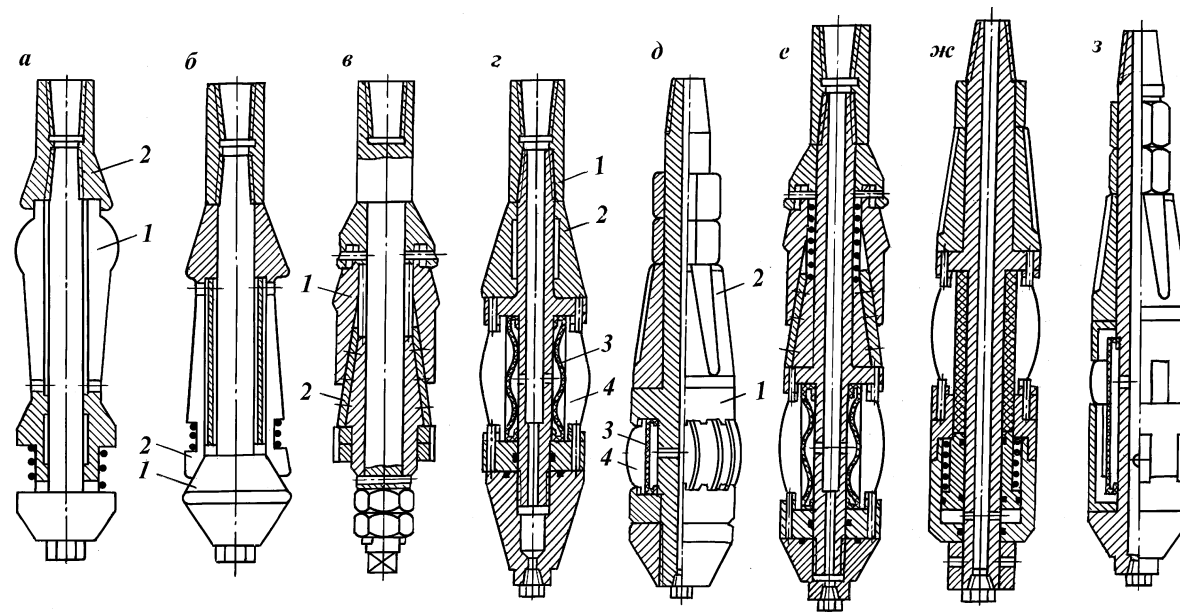


Рис. 6.19. Дорнирующие головки к устройствам типа ДОРН:

† — механическая: 1 — корпус, 2 — цанговые калибрующие плечики с упругими свойствами материала; ·á — механическая: 1 — комбинированный конус с цанговыми калибрующими плечиками, 2 — расширяющий конус; , — механическая: 1 — калибрующие плечики "ласточкин хвост", 2 — конус с направляющими "ласточкиного хвоста"; „ — гидравлическая с гладким конусом: 1 — корпус, 2 — гладкий конус, 3 — манжета, 4 — калибрующие секторы; % — гидравлическая с профильным конусом: 1 — профильный конус, 2 — корпус, 3 — манжета, 4 — калибрующие секторы; Å — гидромеханическая; Ê, Å — гидравлические

Таблица 6.4

Сравнительная характеристика технического уровня зарубежных (США) и отечественных (б. ВНИИКРнефть) устройств для установки пластырей в обсадной колонне

Показатель	Модель устройства			
	фирмы "Хомко"	ДОРН-1	ДОРН-2	фирмы "Лайенс"
Максимальные осевые усилия, развиваемые при давлении 15 МПа, кН	179 (334 при 28 МПа)	231	300	—
Максимальное избыточное давление в рабочей полости устройства, МПа	28	15	25	14–21
Число рабочих цилиндров	2	3	—	—
Рабочий ход дорнирующей головки, мм	1500	1500	1500	—
Радиальный рабочий ход дожимных элементов дорнирующей головки, мм	2,5	6,5	6,5	15,5
Число сменных комплектов (дожимных элементов) на один типоразмер обсадной трубы	5	1	1	1
Способность управлять радиальными нагрузками дожимных элементов дорнирующей головки	—	+	+	+
Способность захода дожимных элементов дорнирующей головки в пластырь без создания на них осевой (радиальной) нагрузки	—	+	+	+
Способность дорнирующей головки к повторным операциям при дожати пластыря увеличением радиальных нагрузок на дожимные элементы без подъема инструмента на поверхность	—	+	+	—
Количество спускоподъемных операций инструмента при установке пластыря	1 (при необходимости для калибровки производится вторая операция — роликовой оправкой)	1	1	2 (первая операция — эластичным баллоном, вторая — роликовой оправкой)
Масса, кг:				
без учета пластыря	570	513	350	192
с учетом пластыря длиной 12 м	690	633	370	312
Габаритные размеры:				
диаметр, мм	116,78	116	118	108
длина с учетом пластыря длиной 12 м, м	21,5	22,2	16	4,54

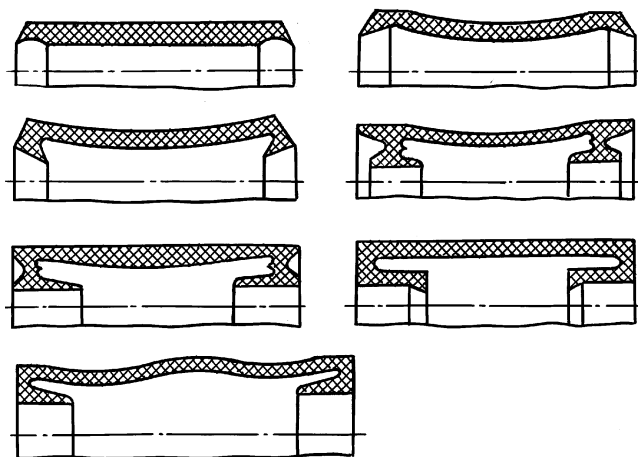


Рис. 6.20. Конструкции манжет

работка гальванического покрытия (хромирования) штоков, наносимого на внутреннюю поверхность силовых цилиндров, что значительно увеличит срок службы устройств.

Усовершенствована циркуляционная система. Разработан комбинированный клапан, который позволяет перекрывать сливное отверстие при создании давления в системе и открывать его после сброса избыточного давления. Клапан прост в изготовлении, меньше по габаритам и массе в сравнении с применяемым в ДОРН-1.

Сравнительная характеристика технического уровня зарубежных и отечественных устройств для установки пластырей в обсадной колонне приведена в табл. 6.4.

Транспортировку пластыря в скважину и установку его на дефект обсадной колонны производят устройством типа ДОРН.

Контроль качества установки пластыря осуществляют опрессовочной головкой без подъема устройства типа ДОРН на устье.

Выбор и подготовка пластыря

Пластырь, предназначенный для восстановления герметичности обсадной колонны, выбирают по длине и диаметру в зависимости от размера дефекта и внутреннего диаметра обсадной колонны.

Длина пластыря

$$L = l_{\text{д}} + 2l,$$

где $l_{\text{д}}$ — длина дефекта по образующей обсадной колонны;
 l — длина отрезка от торца пластыря до дефекта,

$$l \geq R \sqrt{3(1 - \mu^2)} \sqrt{\frac{R}{h}},$$

здесь R — радиус срединной поверхности пластыря после придания ему цилиндрической формы; μ — коэффициент Пуассона; h — толщина стенки пластыря.

С учетом накопленного опыта и технических возможностей при изготовлении трубных заготовок длину пластыря без сварки встык принимают от 3 до 9 м. Периметр пластыря в поперечном сечении берут равным внутреннему периметру обсадной колонны в месте ее негерметичности или несколько больше его, так как натяг не должен превышать +3,5 %. При этом осевые усилия запресовки будут не более 200 кН.

При установке пластыря с применением гидравлической дорнирующей головки натяг пластыря рекомендуется применять от –3,5 до +3,5 % по периметру поперечного сечения внутреннего диаметра ремонтируемого участка обсадной колонны. В случае применения пластыря с отрицательным натягом давление в головке повышается до 30–50 %.

Перед спуском в скважину наружную поверхность пластыря покрывают герметизирующим составом толщиной не более 1 мм. На нижний конец пластыря, надеваемый на конус дорнирующей головки на участке длиной 300 мм, покрытие не наносят. Этот участок обеспечивает достаточно надежное предварительное сцепление с обсадной колонной.

Выдержка перед нанесением герметизирующего покрытия до спуска пластыря в скважину определяется временем схватывания (затвердевания) герметизирующего материала.

Так, гуммировочный состав на основе наирита (НТ) по ТУ 30-10518–77 рекомендуется наносить за несколько суток и освежать последним слоем за 2–3 ч до спуска в скважину; применение полимерного состава на основе эпоксидных смол ЭД5, не должно превышать 2–4 ч.

Подготовка устройства типа ДОРН к работе

Перед спуском в скважину устройства типа ДОРН расконсервируют, укомплектовывают штангами с учетом длины пластыря, собирают и испытывают на герметичность и на рабочий ход поршней в ДОРН-1 и штанги в ДОРН-2.

После проверки, устранения неисправностей и испытания устройство разбирают на узлы для транспортировки, сборки и монтажа на скважине.

Узлы ДОРН-1: дорнирующая головка, набор штанг, силовые цилиндры, клапанная циркуляционная система.

Узлы ДОРН-2: дорнирующая головка, набор штанг, якорь, клапанная циркуляционная система.

Монтаж устройства перед спуском в скважину

Устройство ДОРН-1 (см. рис. 6.17, в) первоначально собирают на мостках двумя секциями.

Первую секцию комплектуют дорнирующей головкой, набором штанг, переводчиком, пластырем и технологическим хомутом, который вставляют между пластырем и переводником, а вторую — силовыми цилиндрами и циркуляционными клапанами.

Затем первую и вторую секции последовательно спускают в скважину, свинчивают между собой, убирают технологический хомут. При этом в каждую секцию заливают жидкость (воду).

После этого устройство в комплекте с пластырем готово к спуску в скважину.

Устройство ДОРН-2 (см. рис. 6.17, г) собирают на мостках в комплекте с пластырем в полном объеме, затем с помощью консольного крана или талевой системы поднимают и спускают в скважину. Допускается циркуляционные клапаны (комбинированный клапан) монтировать непосредственно над устьем.

В устройстве заливают воду, и оно готово к спуску в скважину.

Спуск пластыря в интервал нарушения

Устройство в сборе с пластырем спускают в скважину плавно, без рывков, со скоростью не более 6 м/с, на насосно-компрессорных трубах, опрессованных гидравлическим давлением на 20 МПа.

Пластырь спускают в скважину так, чтобы его середина была размещена против дефекта. Для предотвращения заклинивания спуск устройства контролируют индикатором массы.

Заполнение инструмента жидкостью при спуске осуществляется через заливной клапан.

Глубину спуска пластыря к месту его установки контролируют набором труб (свечей), длина которых заранее известна.

Индикатором массы фиксируются показания нагрузки веса инструмента после спуска к месту дефекта.

К колонне труб, спущенных в скважину с устройством, подсоединяют нагнетательную систему, напорный шланг которой позволяет поднимать инструмент на высоту $H = L + 2$ м, где L — длина пластыря, м.

Установка пластыря

При установке пластыря по первой схеме (рис. 6.21) в системе создается избыточное гидравлическое давление до 15–18 МПа. При достижении давления 3–9 МПа в устройстве срезаются транспортные штифты, а при 15–18 МПа начинается первый предварительный этап установки пластыря протягиванием дорнирующей головки через пластырь силовыми цилиндрами на длину хода 1500 мм.

При этом в дорнирующую головку давление поступает после захода ее секторов в пластырь. Длина захода 200 мм. Инструмент разгружается от собственного веса (стрелка индикатора веса становится на 0).

Первый предварительный этап запрессовки обеспечивает удерживающую силу сцепления пластыря с обсадной колонной, позволяет освободить упор пластыря. Об окончании первого предварительного этапа запрессовки пластыря свидетельствует быстрый рост давления на манометре насосно-цементировочного агрегата.

После выдержки под давлением 8–10 мин давление снимается. Первый этап протяжки дорнирующей головки окончен.

Второй этап запрессовки пластыря на всей оставшейся длине осуществляется подъемом устройства с сохранением давления 15–18 МПа в дорнирующей головке со скоростью не более 6 м/мин. После прохода дорнирующей головки через пластырь снимается давление в системе. Операция установки пластыря окончена.

При установке пластыря по второй схеме (рис. 6.22) в системе создается избыточное гидравлическое давление до 20–25 МПа для сцепления якоря. Через 5–10 мин оно снижается до 15–18 МПа и начинается плавный подъем (скорость не выше 6 м/мин) инструмента, который продолжается до момента выхода дорнирующей головки из пластыря.

В момент создания давления в системе якорь контактирует своими плашками со стенкой обсадной колонны, а в дорни-

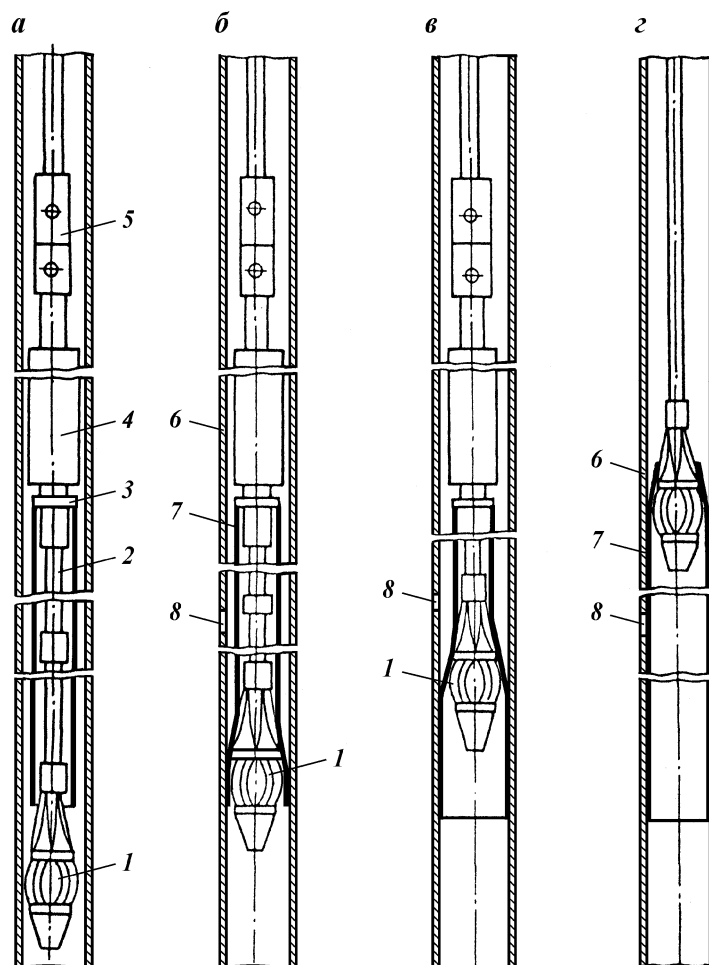


Рис. 6.21. Установки пластыря устройством ДОРН-1:

а — спуск устройства с пластырем к дефекту (этап I); *б* — заход головки в пластырь без давления на отрезке — протяжка силовыми цилиндрами (этап II); *в* — расширение пластыря головкой на отрезке — предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжки силовыми цилиндрами (этап III); *г* — расширение пластыря головкой при подъеме инструмента (этап IV); *1* — гидравлическая дорнирующая головка; *2* — штанга; *3* — упор пластыря; *4* — силовые цилиндры; *5* — циркуляционные клапаны; *6* — обсадная колонна; *7* — пластырь; *8* — обсадная труба

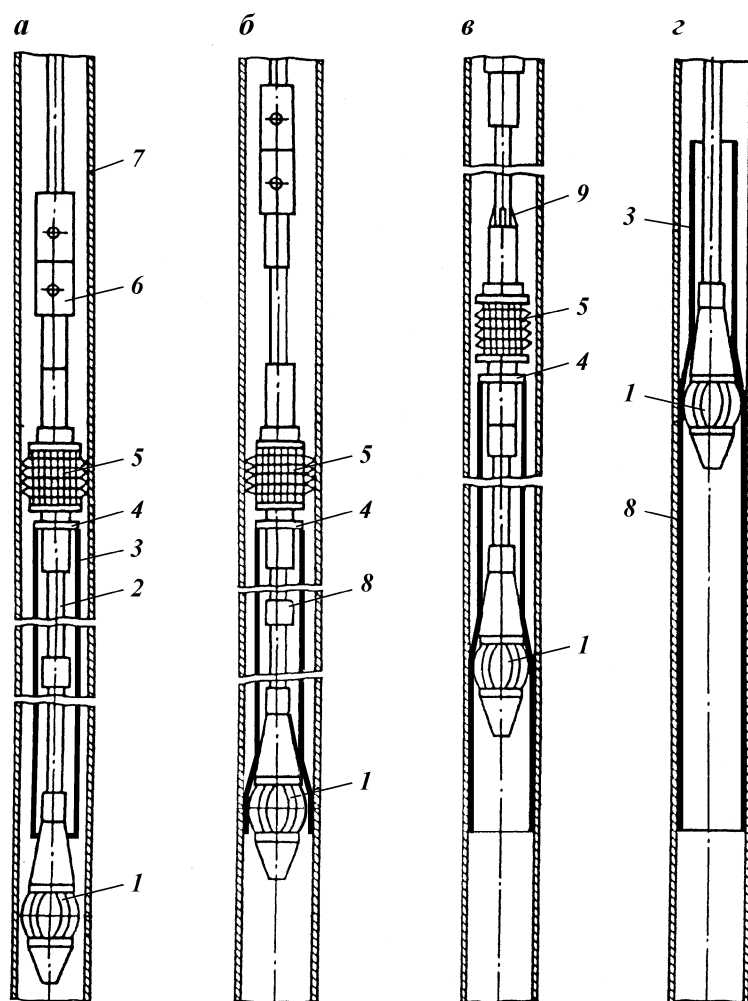


Рис. 6.22. Установка пластыря устройством ДОРН-2:

а — спуск устройства с пластырем к дефекту и якорение (этап I); *б* — заход головки в пластырь без давления на отрезке (этап II); *в* — расширение пластыря и отключение якоря — снятие упора (этап III); *г* — расширение пластыря на выход головки без упора (этап IV); 1 — гидравлическая дорнирующая головка; 2 — штанга; 3 — пластырь; 4 — упор; 5 — якорь; 6 — циркуляционные клапаны; 7 — обсадная труба; 8 — дефект; 9 — цанговые ограничители

рующую головку давление поступает после захода секторов в пластырь. Ход головки без давления равен 260 мм.

Момент якорения фиксируется на индикаторе веса увеличением нагрузки при подъеме инструмента (протяжки дорнирующей головки через пластырь), а момент создания давления в дорнирующей головке — колебаниями стрелки манометра. Якорь автоматически отключается от обсадной колонны после рабочего хода 1,5 м с сохранением давления в дорнирующей головке до полного выхода ее из пластыря. После этого давление снимается. Операция установки пластыря окончена.

В целях усиления контакта пластыря с обсадной колонной и повышения надежности герметизации ремонтируемого участка производят один-три раза калибровку пластыря дорнирующей головки под давлением. Для этого дорнирующую головку спускают без давления в системе до первоначальной отметки и протягивают под давлением до выхода ее из пластыря. При этом допускается увеличивать давление на дорнирующую головку до 50 % к первоначальному; осевое усилие при протяжке будет значительно ниже.

Подъем устройства на поверхность

Устройство поднимают на поверхность после калибровки пластыря в том случае, если испытание (опрессовка) отремонтированного участка обсадной колонны осуществляется двойным пакером.

Перед подъемом внутрь сливного клапана по колонне труб спускают стержень диаметром 25 мм и длиной 2 м, от удара которого по крестовине ниппель перемещается вниз и открывает отверстия клапана для слива жидкости. Об открытии отверстий свидетельствует подъем уровня жидкости в трубах и отсутствие жидкости в поднятой трубе (свече) при ее отвинчивании.

После открытия отверстий сливного клапана производят подъем инструмента со скоростью до 6 м/с.

Подъем и разборку устройства на секции по первой схеме осуществляют в последовательности, обратной сборке и спуску.

По второй схеме устройство поднимают полностью и укладывают на мостки.

После подъема устройство разбирают на узлы, промывают и отправляют в цех для профилактики и ремонта, затем консервируют.

6.3.8. ОПРЕССОВКА ОТРЕМОНТИРОВАННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Качество ремонта колонны определяют как наружным, так и внутренним давлением. Время выдержки 30 мин.

Наружная опрессовка обеспечивается снижением уровня в колонне (опорожнением) до расчетной по техническим условиям эксплуатации отметки.

Внутренняя опрессовка обеспечивается созданием избыточного расчетного давления как всей колонны, так и локально отремонтированного ее участка.

Опрессовка колонны без подъема устройства на поверхность через опрессовочную головку. Такой способ опрессовки сокращает одну спускоподъемную операцию, экономит время и снижает стоимость ремонта.

В случае негерметичности операцию "калибровка пластыря дорнирующей головкой" повторяют один-три раза, повышая в ней давление до 18–20 МПа. Опрессовку повторяют.

Опрессовка отремонтированного участка обсадной колонны двойным пакером (операции X). Двойной пакер спускают в скважину к месту опрессовки участка и устанавливают так, чтобы пластырь находился между резиновыми баллонами пакера. Длину штанг между ними принимают на 500 мм больше длины пластыря. Трубы заполняют жидкостью при спуске в скважину через обратный клапан пакера.

Через опрессовочную головку создается гидравлическое давление в трубах до 10(15) МПа. При этом осуществляется распаковка резиновых баллонов и параллельно создается давление через отверстия штанги между баллонами на стенки и торцы установленного пластыря.

В случае появления расхода жидкости и падения давления пакер поднимают и повторяют операцию калибровки пластыря, спуская в скважину дорнирующую головку с циркуляционными клапанами без силовых цилиндров (якоря) и повышая давление до 18(20) МПа.

При положительных результатах опрессовки ремонт скважины заканчивают и ее сдают в эксплуатацию, оформив соответствующий акт.

Для локальной опрессовки обсадной колонны можно использовать устройство, показанное на рис. 6.23.

Устройство состоит из корпуса 14 с переливными 1, 4 и напорными 12 отверстиями. Внутри корпуса размещены верхняя 9 и нижняя 16 подвижные втулки с уплотнительными

Рис. 6.23. Устройство для локальной опрессовки обсадной колонны

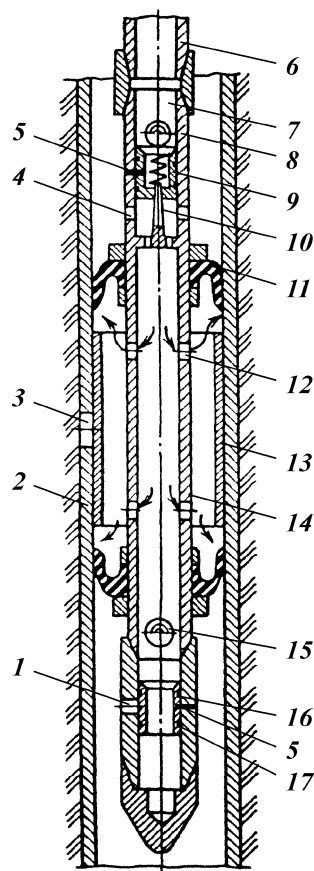
элементами 17 и срезными штифтами 5. Верхняя втулка снабжена пружиной 8, а ниже ее расположена шпильковая опора 10 под шар 7. На седле нижней втулки 16 размещен шар 15, а самоуплотняющиеся манжеты 11 закреплены на корпусе воронки друг к другу.

В скважину устройство спускают на насосно-компрессорных трубах 6 к установленному пластырю 13 на дефект 3 обсадной колонны.

При спуске устройства в скважину заполнение инструмента жидкостью и перелив ее, минуя верхнюю манжету, осуществляется через переливные 4 и напорные 12 отверстия.

После ориентации устройства для опрессовки заданного участка создается избыточное опрессовочное давление, при этом отверстие 4 перекрывается втулкой 9, сохраняя прямой канал связи на манжеты за счет наличия пружины 8 и шпильковой опоры 10.

После опрессовки заданного участка на шар 15 создается избыточное давление несколько выше опрессовочного, и втулка, перемещаясь вниз, открывает переливное отверстие 1. При этом происходит перелив жидкости в колонне, минуя нижнюю манжету, и слив ее при подъеме инструмента.



6.4. ЗАКОЛОННЫЕ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ

Газопроявления, возникающие за колоннами после крепления скважин, остаются серьезным видом осложнений на большом числе газовых и газоконденсатных площадей России и стран СНГ.

На ряде месторождений, особенно с аномально высокими пластовыми давлениями, отмечаются многочисленные случаи затрубных водогазопроявлений после цементирования обсадных колонн, на ликвидацию которых затрачивается много времени.

Большие затраты средств и времени на ликвидацию проявлений могли бы быть значительно снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газопроявлений, их причин, проведении ряда организационно-технических и профилактических мероприятий.

Отмечают следующие возможные пути продвижения газа и других флюидов в затрубном пространстве:

- по каналам, образованным вследствие негерметичности резьбовых соединений;

- по каналам, из-за негерметичности соединения частей колонной головки;

- по нарушениям целостности обсадных колонн;

- по каналам при негерметичном цементном камне.

Анализ многочисленных случаев по газопроявлениям показывает, что в процессе ОЗЦ и вскоре после него газ может поступать в заколонное пространство и далее к устью скважины независимо от ряда технологических факторов, которые считают способствующими этому процессу или его тормозящими.

1. Тип цемента. Газовые проявления были отмечены в различных геолого-технических условиях при использовании самых разнообразных цементов.

2. Конструкция скважин. При прочих равных условиях газопроявления прослеживались в скважинах разнообразных конструкций и с различными диаметрами колонн.

3. Искривление скважин. Газопроявления одинаково часто происходили как в практически вертикальных скважинах, так и в скважинах, имеющих значительные зенитные и азимутные углы ствола.

4. Высота подъема раствора. Можно привести немало примеров, когда газ прорывался при большой и малой высоте подъема цементного раствора в заколонном пространстве.

5. Плотность раствора. Безотносительно к плотности тампонажного раствора и даже разнице плотностей цементного бурового растворов газ появлялся на устье скважин через довольно короткое время после цементирования.

Еще более тривиальные выводы получаются, если ставить зависимость газопроявлений только от наличия центраторов

или только от скорости восходящего потока цементного раствора.

Тем не менее практика показывает, что газопроявления в процессе ОЗЦ или после него чаще наблюдаются там, где мало обращается внимания на вопросы технологии цементирования, применяют только чистый цемент, наряду с недостаточным вытеснением бурового раствора обеспечиваются большие высоты подъема цементного раствора и т.д.

Вместе с тем замечено, что газопроявления при прочих равных обстоятельствах значительно реже прослеживаются при использовании цементно-песчаных, цементно-бентонитовых и шлаковых растворов, расхаживании колонн в процессе цементирования и обеспечении проведения определенного комплекса цементировочных работ и т.д.

Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, и разработка условий, необходимых для их предотвращения по ряду различных нефтегазовых районов СНГ, позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (рис. 6.24). При составлении классификации учитывалось, что одни факторы, способствующие возникновению газопроявлений, в одинаковой мере относятся к двум классификационным группам, другие могут считаться весьма сомнительными, но они рассмотрены, так как некоторые из них, как отмечают исследователи и производственники, возможно, играют какую-то роль в газопроявлениях.

В основу классификации положено разделение всех факторов, способствующих газопроявлениям, на пять групп: геологические, технические, технологические, физико-химические и механические.

Данная градация обуславливается тем, что она охватывает весь процесс крепления скважин от начала прокачивания тампонажного раствора в скважину до окончания времени его затвердевания с последующим пребыванием в заколонном пространстве.

Вместе с тем следует учитывать, что для возникновения и развития газопроявления должны существовать два условия: наличие перепада давления и реальность образования канала, по которому возможно движение газа (или другого флюида).

Для оценки этих факторов необходимы анализ и оценка их значимости и удельного веса в каждом конкретном случае с учетом прогресса в решении указанной проблемы.

Газопроявления — проблема, бесспорно, сложная. Их природа во многих случаях пока еще не установлена. Объяс-

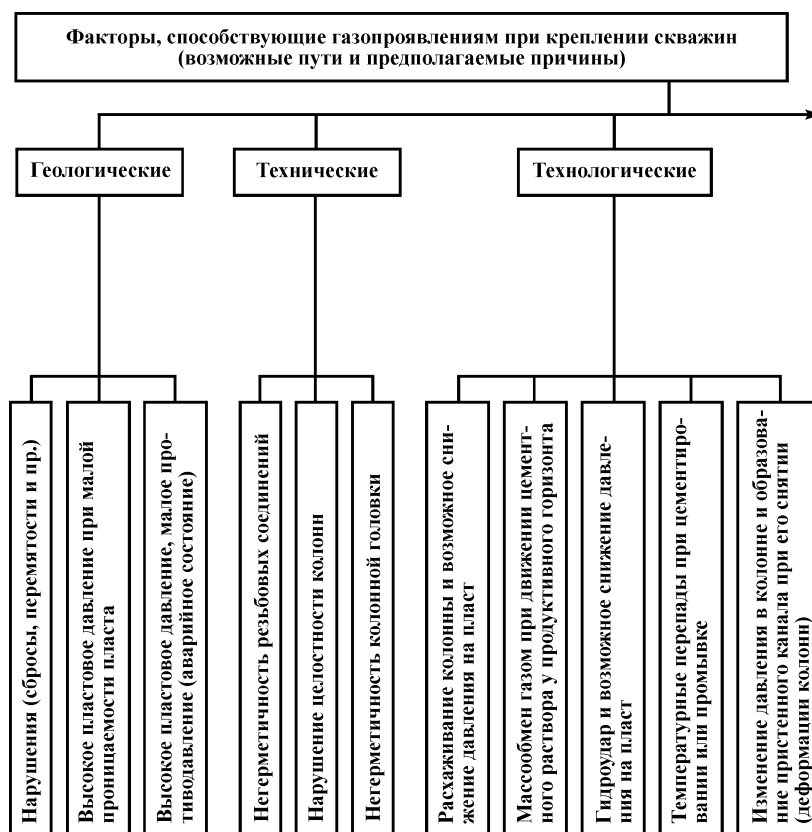
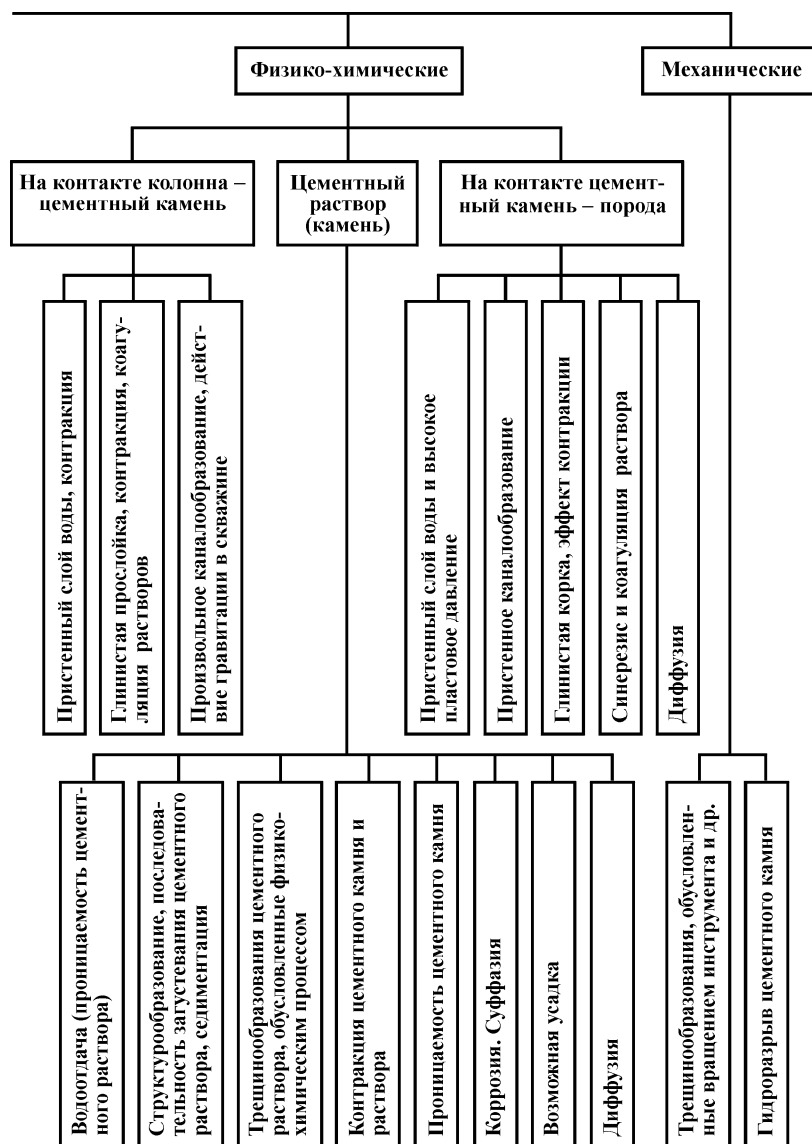


Рис. 6.24. Классификация газопроявлений при креплении скважин

нение причин их возникновения иногда неубедительно, а иногда ошибочно и основано на недостаточном понимании механизма процессов, протекающих в скважине. Немалую роль при этом играет использование ошибочных терминов.

Часто причиной газопроявлений считают "слабое сцепление" цементного камня с породой или обсадной колонной, недостаточный контакт, непрочное сцепление или непрочный контакт и т.д.

В скважине, как было доказано практикой и многочисленными экспериментальными работами, сила сцепления металла труб и пород стенок скважины с цементным камнем в большинстве случаев равна нулю. Причиной этому является



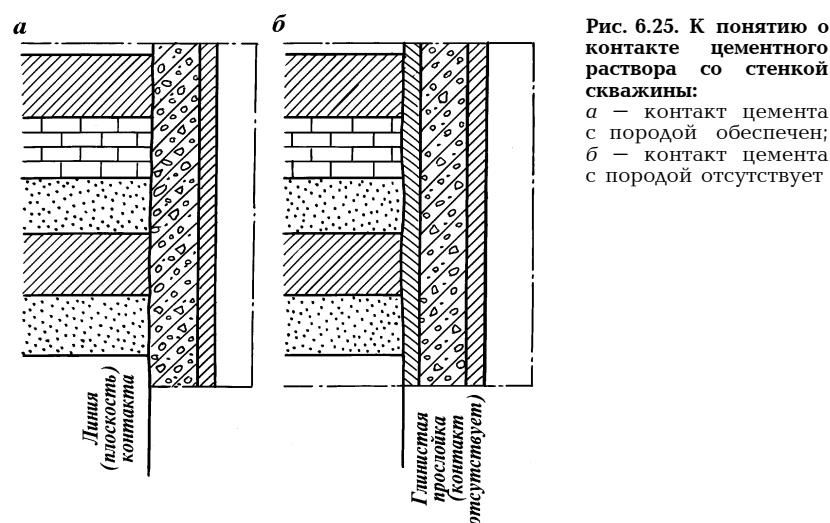


Рис. 6.25. К понятию о контакте цементного раствора со стенкой скважины:
 а — контакт цемента с породой обеспечен;
 б — контакт цемента с породой отсутствует

наличие глинистой корки или слоя бурового раствора между ними. Для сцепления, как известно, при прочих благоприятных условиях необходимо в первую очередь соприкосновение (контакт) этих тел.

То же следует сказать и по поводу контакта. Контакт между телами может быть, если между ними при отсутствии контакта будет зазор. Однако следует различать ненапряженный и напряженный контакт (рис. 6.25).

При определенном давлении (например, создаваемое водой или газом) две соприкасающиеся поверхности могут быть разъединены. В скважине глинистая корка или прослойка бурового раствора, как правило, является тем разделяющим телом (прослойкой), которое не обеспечивает контакта между стенкой скважины (или колонной) и цементным раствором.

Глинистая корка (прослойка) находится под действием избыточного давления, т.е. напряжена. Однако это не значит, что она способна пропускать флюиды. Для этого нужен канал.

Как показали экспериментальные работы, глинистая корка может быть нарушена под действием давления или физико-химических процессов, протекающих на контакте цементный раствор — корка или в цементном растворе — камне.

Если глинистая корка (прослойка) отсутствует, возникает напряженный контакт цементный раствор (камень) — стенка скважины.

Следовательно, речь может идти не о “плохом” контакте между цементным камнем, породой и колонной, а об его отсутствии в связи с наличием прослойки (корки) бурового раствора.

При наличии контакта между указанными поверхностями появляется возможность проявления сил сцепления между ними. Последние определяются сродством материалов, чистой поверхности, природой материалов, условиями твердения и т.д.

Приведенное указывает на то, что “слабое сцепление” или “недостаточный контакт” — понятия, несовместимые с объяснением природы газопроявлений.

Иногда при объяснении продвижения газа пытаются использовать термины, природа которых сомнительна (сверхмицеллярная структура, сверхдиффузия и др.) или к рассматриваемому вопросу не имеет прямого отношения.

6.4.1. НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И УЗЛОВ КОЛОННОЙ ГОЛОВКИ

Анализ многочисленных случаев появления газа в межколонном пространстве показывает, что осложнения, возникшие из-за пропусков газа резьбовыми соединениями и узлами колонной головки, происходят чаще, чем вследствие действия других причин.

Однако, учитывая очевидность указанных путей движения газа по зазорам, более детально рассматривать данный фактор нецелесообразно.

6.4.2. РАДИАЛЬНАЯ ДЕФОРМАЦИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

При креплении газовых скважин вопросы контакта цементного камня с обсадной колонной приобретают весьма серьезное значение.

Предположим, что буровой раствор вытеснен из заколонного пространства и цементный камень контактирует непосредственно с наружной поверхностью обсадной колонны. Внешнее давление на колонну остается гидростатическим, соответствующим весу составного столба бурового и цементного растворов.

Цементный камень (особенно в первые сроки) формируется при неравновесном состоянии, что связано с необрати-

мыми деформациями и позволяет считать, что цементная оболочка неупруго деформируется. Тогда "свободную" радиальную упругую деформацию δ обсадной колонны рассчитывают следующим образом:

$$\delta = U_p + U_t, \quad (6.5)$$

где U_p — силовая деформация, определяемая решением известной задачи Лямэ для толстостенной трубы; U_t — деформация, определяемая температурными изменениями.

В большинстве районов (а совсем недавно во всех районах) после фиксации посадки на стоп-кольцо верхней цементировочной пробки на обсадную колонну создается некоторое избыточное давление.

Пусть p_0 — максимальное давление, создаваемое на устье, а p_1 — давление, до которого оно снижается (давление столба воды или глинистого раствора) (рис. 6.26).

В результате при изменении давления внутри колонны радиальное перемещение наружной поверхности трубы

$$U_p = -\frac{2}{E} \frac{a^3 b}{b^2 - a^2} \Delta p, \quad (6.6)$$

где a, b — соответственно внутренний и наружный диаметры обсадной колонны. Знак "минус" — указывает на то, что перемещение направлено к оси трубы.

После спуска обсадной эксплуатационной колонны, как правило, проводят не менее одного-двух циклов промывки скважины. Это приводит к охлаждению колонны и стенок нижней части скважины и нагреванию ее верхней части. При

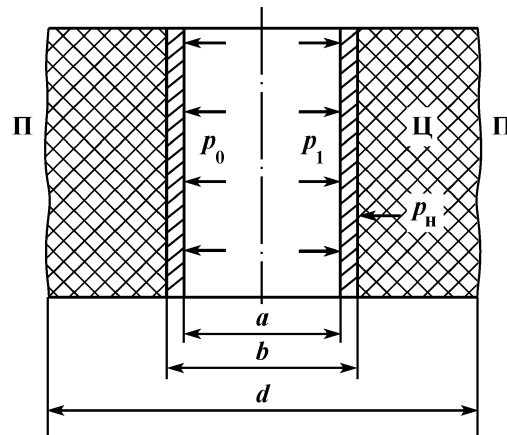


Рис. 6.26. К расчету радиальной деформации обсадной колонны:

П — порода; Ц — цемент; p_n — наружное давление на колонну; p_0 , p_1 — давления, создаваемые в колонне; a, b — соответственно внутренний и внешний диаметр колонны; d — диаметр деформируемой части породы

прокачке цементного раствора и продавочной жидкости температура ствола изменяется. Таким образом, после проведения указанных операций температура по стволу скважины претерпевает изменения. Причем с увеличением глубины скважины степень охлаждения призабойной зоны увеличивается.

Распределение температуры восходящего потока бурового раствора по стволу скважины можно определить по формуле

$$t_z = \frac{1}{1+k} t_{\text{пл}} + \frac{k}{1+k} t_0 + \frac{2\pi\lambda\Gamma}{Vc_p\gamma_p \ln \frac{16\beta\tau}{d^2}} \left[\frac{1}{1+k} L^2 - (L-z)^2 \right], \quad (6.7)$$

где t_z — текущая температура пород на глубине по геотермическому градиенту; k — коэффициент, зависящий от времени промывки скважины, при длительной промывке $k \rightarrow 1$; $t_{\text{пл}} = LG + t_0$ — первоначальная температура забоя по геотермическому градиенту; t_0 — среднегодовая температура пород на поверхности; λ — коэффициент теплопроводности; Γ — средний геотермический градиент пород по стволу скважины; V — подача насосов; c_p — теплоемкость раствора; γ_p — удельный вес раствора; β — коэффициент температуропроводности раствора; τ — продолжительность промывки; d, L — соответственно диаметр и глубина скважины; z — осевая координата, т.е. расстояние от устья до рассматриваемого сечения.

Во время циркуляции температура стенок скважины практически равна температуре омывающего бурового раствора. В результате значительного притока из массива горных пород и выделения теплоты от экзотермической реакции гидратации цемента повышается температура рассматриваемой системы, обсадных труб, цементной оболочки и окружающих горных пород в радиусе теплового влияния.

Поэтому в первом приближении считаем, что в период ОЗЦ наблюдается увеличение температуры не более чем на $15-20^\circ\text{C}$ от температуры окружающих горных пород на рассматриваемой глубине:

$$t_z = \Gamma z + t_0. \quad (6.8)$$

Тогда приращение температуры обсадных труб определится как разность (6.8) и (6.7), плюс $15-20^\circ\text{C}$:

$$\Delta t = t_z - t_{\Delta z}. \quad (6.9)$$

Радиальное перемещение наружной поверхности обсадной трубы от последующего снижения температуры на Δt

$$U_t = ba\Delta t. \quad (6.10)$$

Подставляя (6.6) и (6.10) в (6.5), определяем радикальную деформацию обсадной колонны. Заметим, что $U_t > 0$, а $U_p < 0$. Характерно, что при прочих равных условиях U_t зависит от глубины. Из формул (6.7) и (6.9) следует, что температурная деформация будет увеличиваться по мере уменьшения z , т.е. по мере приближения к устью скважины. Поэтому по мере удаления от устья U_p по абсолютному значению будет немного больше U_t . Зазор между цементным стаканом и обсадной колонной в призабойной зоне может достичь такого значения, что приведет к нарушению сплошности соединения (контакта).

Однако пока нет существенных оснований считать, что образовавшийся зазор может явиться каналом для движения флюида и даже газа.

Как показывают расчеты, даже без учета упругого перемещения цементного камня зазоры могут изменяться в зависимости от условий ($\Delta p = 5,0 \div 20,0$ МПа, $\Delta t = 10 \div 25$ °C) в пределах 0,01 – 0,1 мм.

Однако, несмотря на небольшие размеры зазора, следует считать необходимым после цементирования, когда цементный раствор еще не превратился в камень, снижать в колонне давление, т.е. стремиться к такому положению, когда $\Delta p = 0$.

6.4.3. ВЛИЯНИЕ ВОЗДУХА, ВОВЛЕЧЕННОГО ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН, НА ВОЗМОЖНОСТЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Недостаточно обоснованным следует считать мнение, что цементный камень имеет повышенную проницаемость вследствие захваченного им при затворении цемента воздуха. Практика показывает, что соединения труб и цементировочной головки герметичны. При затворении цемента захватывается ничтожное количество воздуха. Так, плотность (теоретическая) цементного раствора $\rho_{ц}$ с водоцементным отношением 0,5 составляет 1,83 – 1,85 г/см³. При затворении чистого цемента (при том же водоцементном отношении) плотность раствора ρ_p , как правило, не падает ниже 1,81 – 1,80 г/см³ (за счет воздуха). Объем воздуха в растворе, приведенный к атмосферным условиям

$$П = 100 \frac{\rho_{ц} - \rho_0}{\rho_{ц}} = 100 \left(1 - \frac{1,80}{1,85} \right) = 2,7 \, \%.$$

Уже при 10 МПа этот объем воздуха уменьшится в 100 раз

($pV = \text{const}$). Естественно, что такое количество не оказывает существенного влияния на плотность цементного камня. Вместе с тем наличие некоторого объема воздуха, попавшего в буровой раствор, находящийся выше цементного раствора, может при определенном объеме создать видимость начала движения газа в затрубном пространстве, а иногда способствовать и снижению давления на пласты.

Однако для обеспечения последнего условия необходима существенная аэрация глинистого раствора, чего на практике обычно не происходит.

6.4.4. О СНИЖЕНИИ ДАВЛЕНИЯ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ ПОСАДКЕ ВЕРХНЕЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ПРОБКИ НА СТОП-КОЛЬЦО

Применительно к цементированию скважины вопросы возможного понижения давления в заколонном пространстве при вхождении верхней цементировочной пробки в стоп-кольцо впервые были рассмотрены Р.И. Шищенко.

Согласно его расчетам, значения давления гидравлического удара в колонне при этом составляют 0,4–0,6 МПа. В заколонном пространстве в то же время возникает гидравлический удар. Давление падает; абсолютное его значение меньше, чем значение повышения давления в колонне вследствие меньшей скорости в затрубном пространстве, меньшей жесткости стенок скважины, изменения профиля ствола и т.д.

Позже А.А. Мовсумовым был рассмотрен случай схождения пробки со стоп-кольцом при большой скорости движения цементного раствора в колонне и высказано предположение о более существенном падении давления в заколонном пространстве.

В.К. Коморин полагает, что в результате посадки верхней цементировочной пробки на стоп-кольцо в заколонном пространстве скважины давление понижается. Указанное может быть одной из причин поступления газа в скважину и привести к газопроявлениям. Экспериментальные работы не проводились, так как моделирование процесса вызывает существенные трудности.

Попытаемся оценить значения снижения давления и время воздействия его в затрубном пространстве в процессе схождения верхней цементировочной пробки со стоп-кольцом.

В рассматриваемом случае для определения понижения давления в затрубном пространстве воспользуемся формулой Н.Е. Жуковского:

$$H = a(c_0 - c_1)/g,$$

где H — напор, возникающий в результате остановки потока жидкости, м; a — скорость распространения волны напора в жидкости, м/с; c_0, c_1 — соответственно начальная и конечная (составляющая) скорости течения, м/с; g — ускорение силы тяжести, м/с².

Для конкретных условий скважины уменьшение давления, возникающее при посадке пробки

$$p = a_{кп} Q \gamma_{цр} / 10g S_{кп}, \quad (6.11)$$

где $a_{кп}$ — скорость распространения волны давления в цементном растворе в затрубном пространстве, м/с; Q — производительность агрегатов в момент посадки пробки, м³/с; $\gamma_{цр}$ — плотность цементного раствора, г/см³; $S_{кп}$ — площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м².

Если известна скорость движения цементного раствора в обсадных трубах $c_{от}$, то формулу (6.11) можно записать так (В.И. Бондарев):

$$p = a_{кп} \gamma_{цр} c_{от} / 10g \frac{1}{1 - (d^2/D^2)}. \quad (6.12)$$

Скорость распространения волны давления $a_{кп}$ в заколонном пространстве можно определить по формуле

$$a_{кп} = \sqrt{\frac{g}{\gamma_{цр} \frac{1}{E_{гп}} \frac{(1 + \mu_{гп})^2}{(d^2/D^2)} + \frac{1}{E_{цр}} + \frac{1}{E_{от}} A}}, \quad (6.13)$$

где $\mu_{гп}, E_{гп}$ — соответственно коэффициент Пуассона и модуль упругости горных пород, слагающих стенки скважины; $E_{цр}$ — модуль упругости цементного раствора; $E_{от}$ — модуль упругости материала обсадной трубы; d, D — соответственно наружный диаметр обсадных труб и диаметр скважины (долота); A — безразмерный коэффициент, учитывающий изменение размеров обсадной колонны при гидравлическом ударе,

$$A = \frac{2 \left[(1 - \mu_{от}) \frac{d^2}{d_0^2} + (1 + \mu_{от}) \right] \left(1 + Km \frac{D^2 - d^2}{d_0^2} \right)}{(d^2/d_0^2 - 1)(D^2/d^2 - 1)},$$

здесь $K = \gamma_{гп}/\gamma_{цр}$; $m = a_{от}/a_{кп}$; d_0 — внутренний диаметр обсадных труб.

Анализируя формулу (6.13), нетрудно установить, что $a_{кп}$ принимает максимальное значение, когда

$$\begin{cases} \gamma_{\text{цр}}, \mu_{\text{гп}}, d/D - \min; \\ E_{\text{гп}}, E_{\text{цр}}, E_{\text{от}}, d/D_0 - \max. \end{cases}$$

Если допустить, что обсадная колонна постоянного диаметра спущена в скважину, пробуренную долотами одного размера, то время действия первой фазы пониженного давления, подсчитанного по формулам (6.11) и (6.12),

$$\tau = 2L_{\text{скв}}/a_{\text{кп}}, \quad (6.14)$$

где $L_{\text{скв}}$ — глубина скважины или длина спущенной обсадной колонны.

Следует учитывать, что пользоваться этой формулой можно тогда, когда колонна спущена до забоя скважины. В противном случае в открытом стволе возникнут колебания давления, которые будут искажать картину; время действия пониженного давления при этом изменится.

То же произойдет и тогда, когда цементный раствор не будет поднят в затрубном пространстве до устья, если обсадная колонна составлена из труб различного диаметра, если ствол скважины ступенчатый или сложен из пород, значительно отличающихся своими упругими свойствами $E_{\text{гп}}$. Во всех этих случаях приведенный выше способ оценки ожидаемых давлений не даст точных результатов. При необходимости следует прибегнуть к более подробным расчетам, где будут учтены все перечисленные выше факторы.

Из формулы (6.13) можно определить время понижения давления в течение первой фазы гидравлического удара. Во второй, третьей и последующих фазах пониженное давление будет возникать вновь, чередуясь с повышенным давлением. Значения этих колебаний можно определить путем соответствующих расчетов.

Итак, наибольшее понижение давления наступает при максимальной скорости волны давления. Но при этом время действия этого давления снижается. Так, если глубина скважины $L = 1200$ м, то при $p_{\text{max}} = 4,8$ МПа время действия фазы $\tau = 2 \cdot 1200 / 1080 = 2,2$ с. При $p_{\text{min}} = 0,3$ МПа время действия фазы $\tau = 2 \cdot 1200 / 416 = 5,8$ с.

Поэтому эффект действия пониженного (повышенного) давления на пласт может быть следовало бы оценить значением $p\tau$.

Для реального случая при $L = 2000$ м время действия фазы пониженного давления (1,02 МПа) $\tau = 2 \cdot 2000 / 816 = 4,9$ с.

Бесспорно, за столь непродолжительное время понижение давления на 1,02 МПа в заколонном пространстве не сможет возбудить пласт и вызвать газопроявления.

6.4.5. РОЛЬ ДИФФУЗИИ В ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Поступление газа в цементный раствор и камень иногда связывается с явлениями диффузии. Рассмотрим три случая диффузии газа.

1. Газ диффундирует из пласта в цементный раствор, контактирующий непосредственно с газовыми объектами.

2. Газ диффундирует в воду, находящуюся в цементном камне в результате ее избытка.

3. Газ диффундирует в глинистую корку (или буровой раствор), находящуюся между цементным раствором (или камнем) и породой. Этот случай рассматривался ранее.

Явление диффузии газа из пласта в скважину изучено недостаточно. Р.И. Шищенко показано, что скорости диффузии и количество диффундирующего газа в единицу времени в заглинизированной скважине весьма невелики и поэтому за короткое время процесса схватывания цементного раствора не могут быть причинами возникновения быстрых заколонных проявлений после цементирования. Кроме того, к концу цементирования пласт часто подвергается еще большему гидростатическому давлению за счет превышения удельного веса цементного раствора над глинистым (обратные случаи не рассматриваем).

С известными допущениями цементный раствор можно представить как пористую среду, заполненную водой. Однако если подходить строго к начальным условиям задачи, то следует отметить, что поры до известной степени заполнены водой, которая, являясь иммобилизованной, в большей степени абсорбирована поверхностью цементного камня. С течением времени твердения количество "свободной воды" несколько уменьшается.

С целью определения дальности и продолжительности диффузии газов в обводненные пески (скелет), взятые из района г. Люберцы, были поставлены специальные экспериментальные работы.

Такое решение задачи о проникновении газа в воду, находящуюся в пористой среде, весьма сложное.

Вычисления показывают, что из газового ("метанового") пласта с давлением метана 10,0 МПа через поверхность объемом 1 см^3 внутрь обводненного цементного камня (при $D = 3,3 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$ и $\beta = 9 \cdot 10^{-3}$) за год может продиффундировать всего несколько кубических сантиметров газа.

Весьма интересны расчеты по диффузии газа в законтурные обводненные песчаники, проведенные ВНИИГНИ.

Расчеты проводились по формуле

$$Q = 2C_k \sqrt{\frac{Dt}{\pi}}, \quad (6.15)$$

где Q — полное количество газа, продиффундировавшего из залежи в обводненную породу через сечение площадью 21 см^2 за время t ; C_k — приконтурная концентрация.

Из газовой залежи с давлением метана $10,0 \text{ МПа}$ через поверхность площадью 1 см^2 за 1 млн. лет внутрь обводненного пласта (с приведенными выше значениями D и β (в действительности β и D имеют меньшие значения) может продиффундировать 10 тыс. см^3 метана. При этом в обводненной породе на границе с залежью возникает концентрация этого газа, равная $0,9 \text{ см}^3$ на 1 см^3 породы.

При решении задачи принималось, что газоотводящая поверхность залежи плоская и вертикальная, а процесс горизонтального перемещения газов из залежи в обводненную зону — одномерная диффузия.

При этом предполагались однородность диффузионной среды и постоянство концентрации мигрирующего газа в залежи.

Диффузия более тяжелых газов будет проходить медленнее, так как коэффициент диффузии обратно пропорционален корням квадратным из плотностей газов.

Резюмируя сказанное, можно считать, что диффузия газа в содержащуюся в цементном камне воду чрезвычайно мала и не представляет никакой опасности с точки зрения газопроявлений.

6.4.6. СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ

В литературе седиментационные процессы не связываются с возможностью образования каналов в цементном растворе при его твердении в заколонном пространстве. Однако этот вопрос является предметом полемики.

Седиментационные процессы в цементном растворе и их влияние на возможность газопроявлений должны рассматриваться исходя из следующих условий:

возможности происхождения седиментационных процессов как таковых в конкретных реальных условиях проводки скважин;

понижения давления на пласт в процессе формирования цементного камня до значений ниже пластового;

возникновения и формирования каналов в заколонном пространстве (в предположении, что оно полностью заполнено цементным раствором).

Если седиментационные процессы могут проходить по глубине скважины, то возможно понижение давления на пласт до гидростатического в результате того, что активным составляющим в системе цемент — вода останется вода, а раствор "проницаем".

Опыты показывают, что чистый цементный раствор с водоцементным отношением 0,5, залитый в длинные стеклянные трубки (длиной до 2 м) диаметром 20—130 мм, твердеет без ярко выраженных седиментационных процессов. В верхней части наблюдается водоотстой цементного раствора.

Водоотстой цементного раствора определяется рядом факторов, главными из которых являются водоцементное отношение, природа цемента, его водоудерживающая способность, удельная поверхность.

При водоцементном отношении, равном 0,5, осаждения цемента в цементном растворе, залитом в стеклянные трубки различных диаметров и длины, практически не наблюдалось (цемент Новороссийского завода). Однако отмечено немало случаев значительной фазовой неустойчивости цементных растворов.

Весьма часто цементирование скважин осуществляется цементно-песчаными растворами, седиментация частиц которых выше.

Проведенные работы показали, что газопроявления не могут объясняться седиментационными процессами, так как они в тампонажных растворах практически весьма слабо проявляются вследствие возникновения структуры раствора, не способствующей образованию каналов и не являющейся причиной понижения противодействия на пласты, если используются цементы с высокой удельной поверхностью (типа новороссийского цемента). Однако цементы относительно более грубого помола приводят к возникновению каналов, частью значительных, которые могут быть причиной газовых перетоков и движения газа даже до устья скважины.

После окончания затворения возникает ранняя структура цементного раствора, имеющая незначительную прочность, что и является первым фактором, обуславливающим начало процесса образования каналов.

6.4.7. ПРОНИЦАЕМОСТЬ КАМНЯ ИЗ ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА

При сплошном заполнении заколонного пространства с полным замещением бурового раствора цементным переток газа может происходить только через цементный камень, если проницаемость его высока и перепад давления достаточный.

Известно, что в результате действия различных температур и давлений при твердении цементного раствора проницаемость камня изменяется. Большое значение при этом имеют водоцементное отношение, количество и природа наполнителей и срок твердения камня (табл. 6.5).

На основании данных (см. табл. 6.5) построены зависимости проницаемости цементного камня от температуры, давления и срока твердения (рис. 6.27).

Из анализа данных следует, что с увеличением возраста наблюдается снижение проницаемости цементных образцов, твердевших при температуре 22 и 75 °С, причем темп снижения проницаемости у образцов, твердевших при 22 °С, больше, чем у образцов, твердевших при 75 °С.

С повышением температуры от 75 до 100 °С и с увеличением давления до 30,0 МПа проницаемость образцов несколько возрастает. К 4–7 сут проницаемость стабилизируется. Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсивному росту проницаемости. Так, при температуре 140 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость цементного камня с увеличением срока твердения возрастала.

При температуре 200 °С и давлении 50,0 МПа проницаемость образцов из цементного камня оставалась приблизительно постоянной и равной 0,06–0,07 мкм² для конкретного цемента и различных сроков твердения.

Т а б л и ц а 6.5

Изменение проницаемости цементных образцов, твердевших при различных температурах t и давлениях p

Время твердения, ч	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²				
	$t = 22\text{ °С},$ $p = 0,1\text{ МПа}$	$t = 75\text{ °С},$ $p = 0,1\text{ МПа}$	$t = 110\text{ °С},$ $p = 30,0\text{ МПа}$	$t = 140\text{ °С},$ $p = 40,0\text{ МПа}$	$t = 200\text{ °С},$ $p = 50,0\text{ МПа}$
6			4,00	15,20	75,00
12	44,50	1,40	2,50	34,00	68,00
24	19,00	0,46	1,50	38,00	63,00
48	7,20	0,44	1,45	40,00	65,00
96	2,53	0,37	1,39	45,60	66,00
168	1,70	0,29	1,44	46,45	68,20

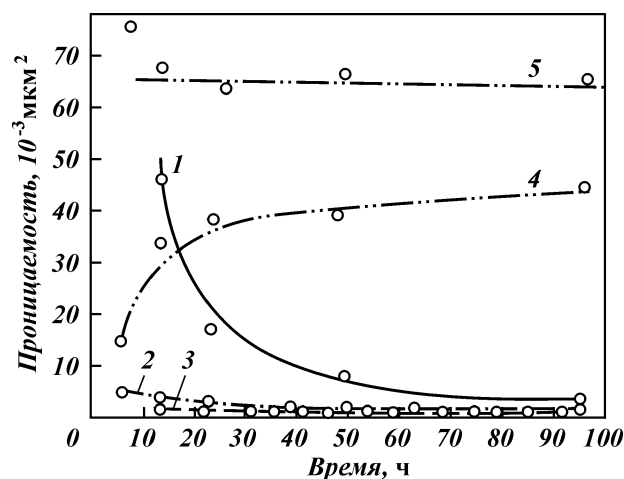


Рис. 6.27. Изменение проницаемости цементных образцов при различных сроках и условиях твердения:

Номер кривой....	1	2	3	4	5
t , °С.....	22	75	110	140	200
p , МПа.....	0,1	0,1	30	40	50

Таким образом, при температуре до 100–110 °С портландцементные растворы затвердевают в камень с низкой проницаемостью, что не может быть причиной перетока газа из одного объекта в другой.

При более высоких температурах (> 130 °С) и давлениях проницаемость портландцементного камня резко возрастает (0,03–0,08 мкм²). В последнем случае, если перепады давления достаточны, а расстояния между газовым объектом и горизонтами – резервуарами небольшие, вполне возможно начало развития движения газа. При установившемся движении размеры каналов увеличиваются.

На изменение проницаемости портландцементного камня существенное влияние оказывают водоцементное отношение, введение добавок и наполнителей.

В табл. 6.6 сведены данные о влиянии водоцементного отношения на проницаемость цементного камня, твердевшего при различных условиях.

Из данных следует, что через 2 сут твердения при температуре 130 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость камня из новороссийского цемента (по воздуху) составляла всего 0,00225 мкм² (при водоцементном отношении 0,5); с увеличением температуры до 150 и 170 °С проницаемость увеличива-

Таблица 6.6

Влияние водоцементного отношения на проницаемость камня

Состав раствора, кг			Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²					
Цемент	Песок	Вода	T = 130 °C		T = 150 °C		T = 170 °C	
			Время твердения, сут					
			2	7	2	7	2	7
100	—	35	1,20	1,93	6,10	6,35	—	7,70
100	—	45	2,20	2,55	12,80	14,6	21,6	21,6
100	—	50	2,25	3,13	25,5	24,2	32,3	37,0
100	33	50	—	—	—	—	—	3,75
100	50	50	—	—	—	—	—	1,87
100	—	55	3,50	5,95	29,3	32,1	41,7	41,4
100	100	55	—	—	—	—	—	1,40
100	—	60	4,35	9,48	56,3	—	51,4	69,5
100	—	70	6,22	12,7	78,4	64,0	79,5	86,3
100	—	80	10,7	22,2	86,0	92,4	100,6	83,2
100	—	90	20,3	—	98,40	145,6	158,9	158,2
П р и м е ч а н и е. Давление составляет 40 МПа.								

Примечание. Давление составляет 40 МПа.

ется до $0,06 - 0,08$ мкм², что указывает на необходимость более тщательного контроля за удельным весом в случае использования чистых портландцементов для цементирования глубоких высокотемпературных скважин.

При более высокой температуре и содержании значительного количества воды в растворе (80–90 %) проницаемость камня достигала $0,10 - 0,15$ мкм². Бесспорно, цементный камень с указанной проницаемостью не может быть тампоном. Газ по нему, как по каналу, может перемещаться в соседние горизонты.

6.4.8. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА ВОЗМОЖНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ (КОРРОЗИЯ, СУФФОЗИЯ)

Плотный непроницаемый цементный камень, качества которого не снижаются под действием различных факторов (температуры, давления и т.д.), очень устойчив к агрессивным водам вследствие необъемного (поверхностного) разрушения и отсутствия суффозии, выщелачивания и т.д. Обсадные трубы, обычно корродируемые пластовыми водами, в таких случаях лучше сохраняются.

При определенных условиях проницаемость цементного камня является причиной обводнения скважин, перетока нефти и газа из продуктивных горизонтов. При установлении через него фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется.

Фильтрация 5%-ного водного раствора сернокислого натрия при температуре несколько более 100 °С не вызывала закупорку пор цементного камня. С увеличением времени прокачивания проницаемость камня повышалась. При низких температурах (22 °С) после возобновления прокачивания 5%-ного водного раствора сернокислого натрия через 24 ч количество фильтровавшейся жидкости снизилось от 24 до 3 см²/см² (перепад 2,5 МПа), что указывало на увеличение плотности портландцементного камня.

Твердение цементно-бентонитовых смесей состава 3:1 при температуре 60 °С способствует уменьшению проницаемости образцов в коррозионной среде (близкой по составу к пластовым водам) в течение 3–6 мес. Проницаемость образцов состава 2:1 увеличилась, а из шлаковых смесей при этом уменьшилась. Известь за весь срок твердения выщелачивалась незначительно (около 10 %) по сравнению с исходными концентрациями СаО в смесях.

При температуре порядка 130 °С и давлении 20,0–30,0 МПа проницаемость возрастает и достигает сотых значений квадратного микрометра, что бесспорно, может способствовать прохождению газа при соответствующих перепадах давления и высоте столба цементного раствора между продуктивным горизонтом и коллектором.

Однако времени на образование таких каналов (если они могут являться каналами для движения газа) требуется значительно больше, чем срок ожидания затвердевания цементного раствора в затрубном пространстве.

Цементно-бентонитовые смеси составов 3:1 и 2:1 в условиях длительного твердения при температуре 100 °С в коррозионной среде имеют проницаемость в пределах (1,5–2,3)10⁻³ мкм², водопроницаемость при перепаде давления 0,2 МПа равна нулю.

Цементно-песчаные смеси после твердения в условиях коррозионной среды при высоких температурах и давлениях показывают проницаемость, близкую к нулевому значению.

Резюмируя сказанное, можно сделать вывод, что проницаемость тампонажного камня не может быть причиной газопроявлений в процессе цементирования, ОЗЦ или сразу после него даже при ее увеличении вследствие воздействия коррозионных вод.

6.4.9. КОНТРАКЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ

Контракция является функцией минералогического состава испытуемого цемента и водоцементного отношения.

Разряжение, возникающее на поверхности цементного камня, способствует всасыванию воды, нефти и газа.

В.В. Некрасов считает, что при подсчетах и оценке наблюдаемой контракции для большинства обычных портландцементов можно с достаточной степенью точности принимать расчетное значение контракции равным 7–9 мл, в среднем 8 мл на 100 г цемента; графики нарастания контракции, построенные по данным, полученным в процессе твердения портландцементов, показывают, что для цементов высших марок контракция к 28 сут при водоцементном отношении 0,5 достигает 50–65 % предельного значения и в дальнейшем ее нарастание существенно замедляется.

Пример. Определим количество поглощаемой воды столбом цементного кольца, ограниченного 146- и 273-мм обсадными колоннами. Площадь кольцевого пространства составит

$$0,785[(0,273 - 2 \cdot 0,012)^2 - 0,146^2] = 0,032 \text{ м}^2.$$

Объем по длине 1 м равен $0,032 \text{ м}^3$. В этом объеме содержится $1220 \cdot 0,032 = 39 \text{ кг}$ цемента.

Для данного количества цемента в смеси контракция составит $39 \cdot 0,08 = 3,12 \text{ л}$. Соответственно для объема по длине 10 м она будет равна 31,2 л, для 100 м – 312 л и для 1000 м – 2120 л.

Подсчитанные значения контракции допускаются при полной гидратации цемента без учета скорости прохождения ее в зависимости от минералогического состава цемента и условий окружающей среды (температуры, давления, химического состава воды и пр.).

Проведенные исследования по определению количества поглощенной воды тампонажными смесями при значениях температуры от комнатной до 125°C позволяют определить количество поглощенной воды объемами цементных растворов, заключенных в кольцевое пространство между трубами, диаметры которых указаны ниже.

Диаметр труб, мм	114; 168	168; 219	219; 273	146; 245	168	146; 273
Количество поглощаемой воды, м ³ ...	0,007	0,008	0,011	0,022	0,027	0,032

Соотношение вяжущее: наполнитель принято 3:1 с целью возможности сопоставления влияния добавок-наполнителей на подсасывающую способность смесей.

Введение добавок-наполнителей в растворы (песок, бентонитовая глина) снижает контракционную (погложительную) способность цемента.

При введении песка контракционный эффект снижается меньше, чем при добавке бентонитовой глины (с некоторым повышением водоцементного отношения). В равных объемах растворов соотношения 3:1 содержится различное количество цемента, наполнителя и воды.

Результаты экспериментальных работ показывают, что контракция тем больше для смесей, чем выше содержание цемента в смеси.

Изучение промысловых данных и результатов лабораторных исследований дает возможность сделать вывод о наличии в скважине глинистой корки и "языков" бурового (глинистого) раствора после окончания цементирования.

В практике работ предприятий капитального ремонта скважин наблюдается подъем цементного раствора, закачиваемого под давлением в заколонное пространство, где ранее произошел прорыв верхних вод на высоту до 150–200 м и более. Это указывает на то, что в зацементированном стволе скважины остаются каналы, заполненные буровым раствором.

Эксперименты, проведенные в лабораторных условиях и на натуральных скважинах, дают представление о характере формирования и структуры цементного камня. В частности, характерным было состояние цементного кольца под муфтой трубы, где скапливались корка и остатки бурового раствора, из-за которых цементный раствор в интервале, равном примерно половине длины муфты, обтекал трубу; толщина корки равнялась высоте выступа муфты над телом трубы. На всей поверхности контакта колонна – цемент обнаружены пленки и тонкие прослойки начавшего загустевать бурового раствора. При эксцентричном расположении колонны в общей массе цементного кольца было обнаружено линзовидное включение рыхлой смеси цемента и бурового раствора. Поверхность стенок скважины была покрыта коркой раствора.

Наличие включений бурового раствора в заколонном пространстве после цементирования подтверждается теоретически и практически.

В условиях скважины наличие каверн и эксцентричное расположение колонны способствуют образованию застойных зон, заполненных буровым раствором.

В процессе бурения скважин в условиях газоводопроявле-

ний иногда необходимо утяжелять буровые растворы до весьма высоких плотностей.

При равных объемах фильтрата при использовании утяжеленных растворов образуется более толстая корка, чем при использовании растворов нормальной плотности. Если породы высокопроницаемые, могут образоваться весьма толстые корки.

Изучение изменения влажности корок в зависимости от характера обрабатывающих реагентов показывает, что наименьшую влажность с наиболее интенсивным снижением ее во времени от 45 до 34 % имеет корка, сформированная из натурального бурового раствора без добавок реагентов. Влажность корки бурового раствора, обработанного углещелочным реагентом, сохраняется на протяжении всего времени фильтрования наибольшей (72—61 %), а влажность корки бурового раствора, обработанного сульфитно-целлюлозным экстрактом, находится в пределах 47—41 %.

Проанализируем кратко приведенные здесь данные о состоянии глинистых корок и свойствах растворов, остающихся перед цементированием.

Глинистые корки и буровой раствор остаются: на стенках скважин, стенках колонн, в застойных зонах (кавернах), под замками и муфтами и в виде языков и включений собственно в цементном растворе во время цементирования.

Цементный раствор, обладая свойством контракции, развивается в процессе твердения на своей поверхности вакуум.

Твердеющий цементный раствор засасывает воду из контактирующих с ним глинистых корок, отлагающихся на стенках скважины после цементирования, "языков" и включений, зацементированных зон бурового раствора. Корка на контакте с цементным раствором обезвоживается, при этом образуется сеть каналов, по которым из пласта может двигаться газ. Обезвоживание корок и включений бурового раствора происходит во всех случаях, так как развитие контракционного эффекта — неперенное свойство вяжущих.

Вследствие обезвоживания "языков" бурового раствора и глинистой корки за счет процессов контракции возникают каналы, через которые после перфорации часто восстанавливается циркуляция бурового раствора.

На процесс гидратации цемента затрачивается больше времени, чем на образование каналов в глинистой корке, вследствие чего твердеющий цементный раствор будет продолжать поглощать воду. Эта вода (газ, нефть) поступает из

водяного пласта (если он имеется) через каналы в глинистой корке.

Размеры каналов при прочих равных условиях зависят от количества твердеющей фазы в буровом растворе: чем ее меньше, тем больше возможность образования трещин.

1. Интенсивность поглощения воды (газа, нефти) цементными растворами зависит от контракционной активности вяжущих веществ. Одновременно создаются благоприятные условия для прохождения газа по образующимся каналам в обезвоживающейся корке.

2. При отсутствии глинистой прослойки и наличии сплошного качественного цементного кольца каналы не образуются.

На основании результатов экспериментальных работ, анализа промыслового материала и теоретического изучения можно представить следующую схему возникновения каналов в заколонном пространстве скважин и продвижения газа. Если в скважине после цементирования остался буровой раствор или глинистая корка в отличие от случая полного вытеснения бурового раствора, то сразу же при установлении контакта начинается обезвоживание бурового раствора или корки. Однако интенсивность их дегидратации неодинакова по глубине скважины и зависит в первую очередь от температуры окружающей среды. Практически скважина на момент окончания цементирования может быть разбита на три температурных интервала, протяженность каждого из которых составляет примерно $\frac{1}{3}$ глубины. В нижней части скважины температура максимальная, в верхней — минимальная.

В нижней зоне вследствие более высоких температур твердение цементного раствора наступает быстрее, чем в верхних. При схватывании и твердении раствора на его поверхности развивается вакуум. Вода засасывается из бурового раствора (корки), контактирующего с цементным. Газ (или другой флюид), не встречая преграды, заполняет освободившийся объем с пониженным давлением и поднимается по образовавшейся щели вверх. Давление в канале может быть значительно ниже давления столба воды. При отсутствии водяных пластов оно всегда меньше гидростатического. К этому моменту начинается интенсивное обезвоживание глинистой корки (раствора) в верхних участках. Газ устремляется вверх. Давление газа равно или почти равно пластовому, однако он поднимается на значительную от пласта высоту. Если этого давления будет достаточно, чтобы начался перелив, то время обезвоживания верхних участков бурового раствора не играет никакой роли. Если давление ниже проти-

водавления, то процесс движения газа и жидкости, находящейся в верхней части скважины, не начнется, пока газ не поднимется выше и не достигнет уровня неустойчивого равновесия. Начинается перелив жидкости из скважины с последующим нарастанием интенсивности работы газом (или другим пластовым флюидом).

Значительно проще и быстрее устанавливается перемещение флюидов между пластами с различными давлениями, особенно если расстояние между пластами невелико. Естественно, чем выше пластовое давление, тем быстрее газ прорвется к устью, однако он проникает и при низком пластовом давлении. При этом времени потребуется несколько больше.

Действие различных факторов (технико-технологических, геологических и др.) может интенсифицировать возникновение каналов в заколонном пространстве или, наоборот, не допустить их проявления.

Так, глинистая корка и языки бурового раствора существуют в скважине практически всегда. Однако газопроявления возникают далеко не во всех скважинах (о пластовых перетоках нет существенных оснований говорить в столь категоричной форме).

Препятствием для газопроявлений на устье являются небольшие участки контактирующего с породами и колонной цементного раствора (следовательно, удаление глинистой корки хотя бы на некоторых участках скважины необходимо), обвалы породы в местах обезвоживания глинистой корки в результате снятия давления на пласты и др.

Некоторые из ранее рассмотренных факторов могут в известной степени также тормозить или ускорять движение газа вверх к устью скважины в различные периоды ее строительства и эксплуатации; водоотстой цементного раствора, растрескивание камня при различных работах, возможная усадка или расширение, неравномерность схватывания цементного раствора по глубине скважины и др.

Для предупреждения возникновения каналов в оставшемся буровом растворе и корке их необходимо вытеснять из заколонного пространства, обеспечивая контакт цементного раствора со стенками скважины и обсадной колонной. Следует понижать контракционный эффект цементов введением в них наполнителей.

6.5. ТРЕБОВАНИЯ К ТАМПОНАЖНЫМ СМЕСЯМ

Операции по изоляции зон негерметичности тампонажными смесями проводят через открытый конец буровых труб или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на буровые трубы установлен пакер, то смесь задавливается в зону поглощения. Во всех случаях успех операции по изоляции в скважинах зависит как от свойств применяемой тампонажной смеси, так и от технологического процесса проведения операции.

Использование тампонажных смесей с высокими пластическими свойствами вызывает необходимость создания большого перепада давления на пласт. При этом смесь проникает в пласт в основном по каналам с большими эффективными сечениями, в то время как каналы с малыми сечениями оказываются не заполненными тампонажной смесью. Кроме того, в каналах с большими проходными сечениями предельное равновесие наступает при гораздо большей глубине проникновения, что приводит к образованию в пласте языков из затвердевшей смеси, т.е. неравномерному заполнению смесью пристволенной зоны.

Для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие жидкости, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых сильно увеличивается при высоких скоростях сдвига.

При движении вязкоупругих жидкостей в каналах с большим эффективным сечением сопротивление резко возрастает по степенному закону, что приводит к уменьшению глубины проникновения в эти каналы и более равномерному заполнению пор в пристволенной зоне.

Повышение скорости закачки вязкоупругих жидкостей также дает положительные результаты, так как глубина их проникновения с ростом интенсивности закачки не может сильно увеличиваться вследствие роста вязкости по степенному закону. Последнее особенно важно, поскольку при движении структурированных вязкопластичных смесей, обладающих высокой тиксотропией, при больших скоростях продавливания разрушается их структура, что приводит к снижению вязкости.

Таким образом, одним из необходимых требований, предъявляемых к тампонажным смесям, используемым для

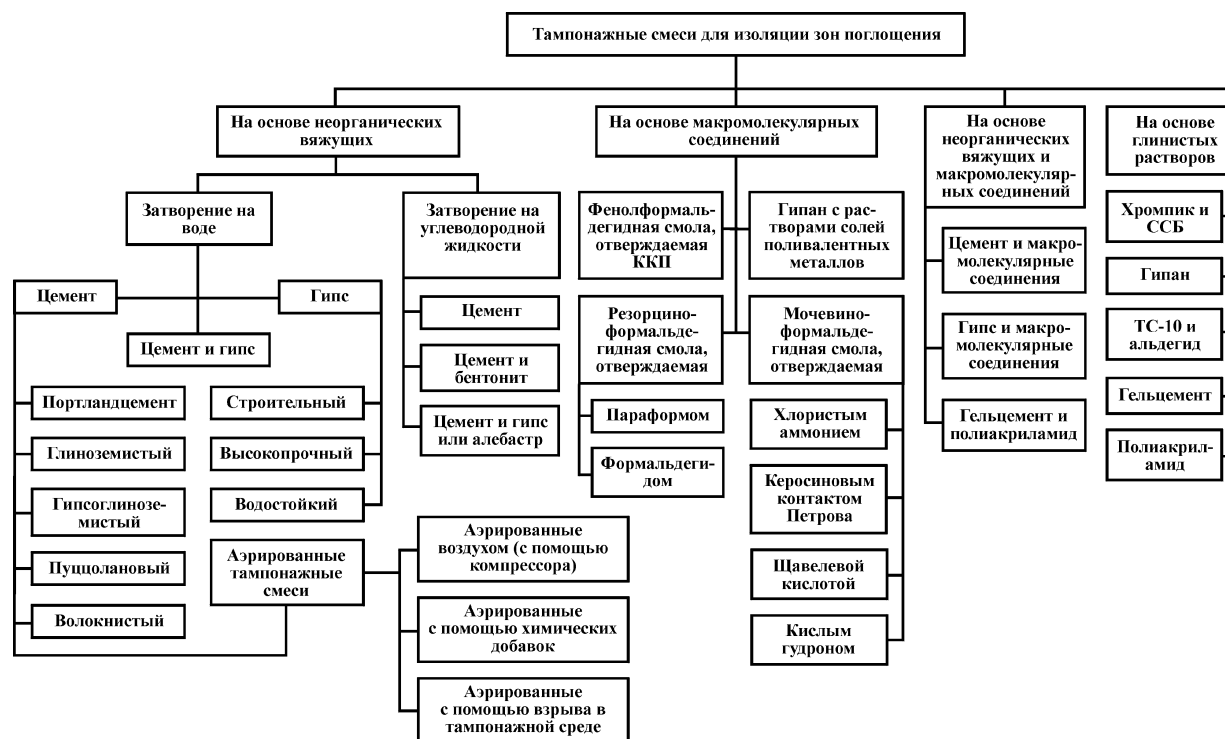


Рис. 6.28. Классификация тампонажных смесей для изоляции зон поглощения

изоляции зон поглощения, являются вязкоупругие и дилатантные свойства.

Вязкоупругие свойства тампонажным смесям можно придать не только путем ввода в них в небольших количествах некоторых макромолекулярных соединений. Обработка тампонажных смесей взрывом позволяет получить высокостойкие эмульсии, в которых "вмороженные" пузырьки газа продуктов взрыва обеспечивают вязкоупругие свойства обработанным смесям. При вводе в цемент алюминиевого порошка и при затворении смеси водой выделяется газ, при этом образуется цементогазовая смесь с высокими закупоривающими свойствами.

На рис. 6.28 приводится классификация тампонажных смесей, применяемых для изоляционных работ в скважинах.

Для выполнения технологических операций и обеспечения качественной изоляции зон поглощения промывочной жидкости к тампонажным смесям предъявляются следующие требования:

- смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять это свойство в течение времени, необходимого для закачки и продавливания ее в зону изоляции; к моменту достижения поглощающих каналов изолируемого участка ствола скважины и движения по ним смесь должна обладать максимальной прочностью;

- сроки схватывания, а также изменения загустевания и пластической прочности смеси должны легко регулироваться, начало схватывания и загустевания смесей должно превышать время, необходимое для проведения операции по закачке ее в пласт, на 20—25 %;

- смесь должна обеспечивать малые сопротивления при движении в затрубном пространстве и резкое увеличение сопротивлений при движении в поглощающем пласте;

- смесь должна быть устойчивой к разбавлению пластовыми водами, иметь высокие значения структурно-механических свойств и плотность, близкую к плотности промывочной жидкости, находящейся в скважине;

- смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении, существующих в скважине;

- смесь должна обеспечивать надежность и долговечность перекрытия поглощающих каналов; прочность затвердевшего камня из тампонажной смеси должна быть достаточной, чтобы обеспечивать выполнение различных операций в скважине при дальнейшем ее углублении;

- смесь должна быть нетоксичной и недефицитной.

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-

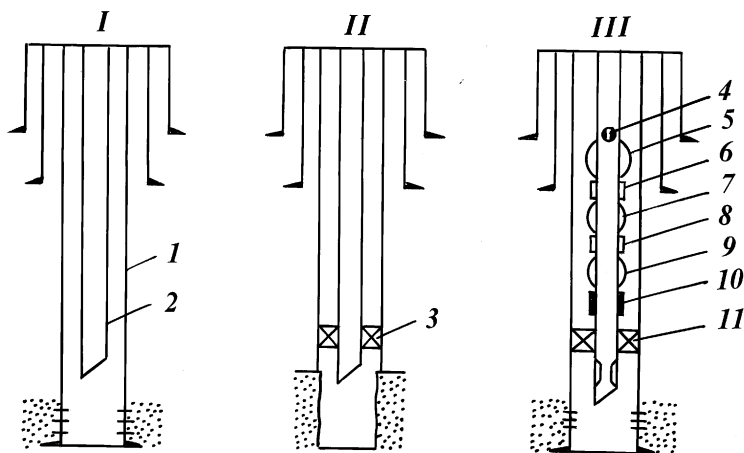


Рис. 7.1. Типовые схемы освоения скважин, применяемые в РФ:

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-

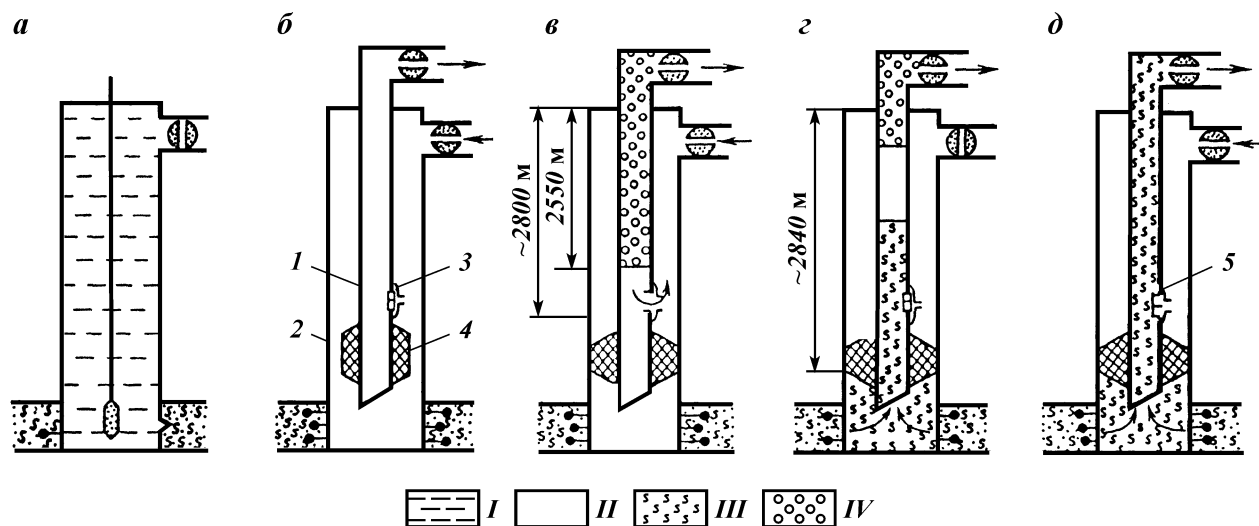


Рис. 7.2. Схема вызова притока нефти, содержащей H_2S , на скважинах месторождения Жанажол (коэффициент аномальности пластового давления не выше 1,3):
 ‡ – перфорация; á – ингибирование труб, оборудования; , – вытеснение нефти пеной или азотом; „ – вызов притока;
 % – работа скважины, ингибирование продукции; 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

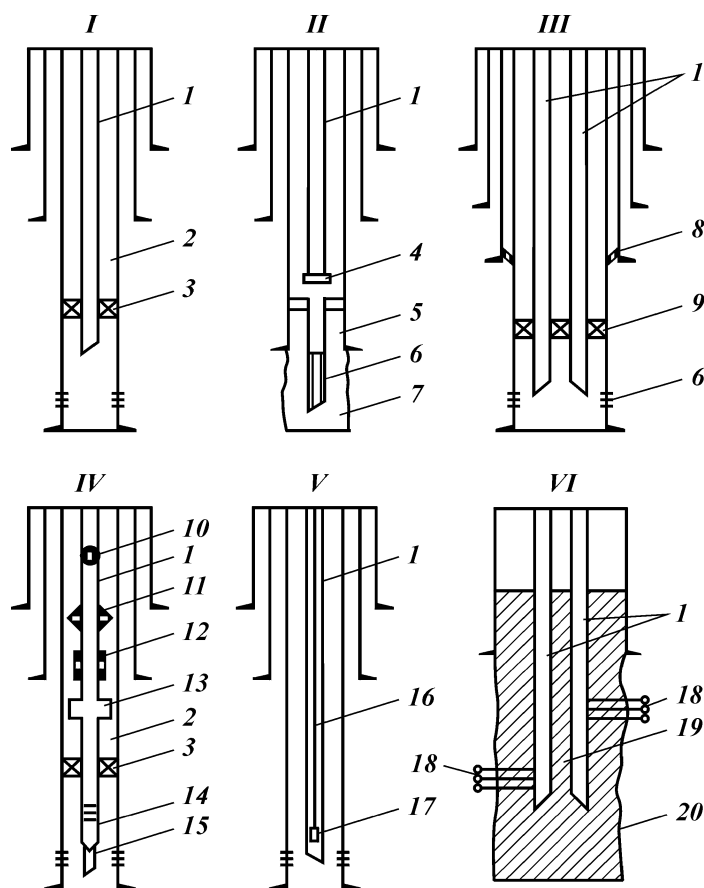


Рис. 7.3. Схемы освоения скважины (I-VI), применяемые в США:

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 2.2. Использование глубинного насоса 2.3. С помощью сжатого газа	Сваб, подъемник Погружной насос	+		
		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 2.4. Пенные системы по пункту 1.4 3. Замена жидкости на более легкую с последующим снижением уровня 3.1. Глубинным струйным насосом 3.2. Сжатым воздухом 3.2.1. Аэрирование с помощью установки пусковых муфт	КС	+	+			
		ЦА, глубинный насос	+	+		+	
		ЦА, КС	+	+			
		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).

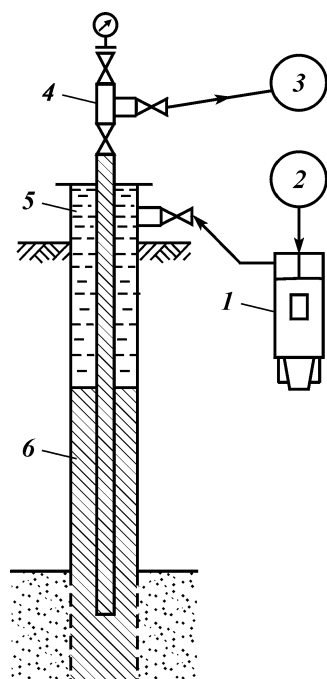
При кислотной обработке происходит растворение породы и загрязняющего породу материала, очищение поровых каналов, трещин, каверн, увеличение размеров и возникновение новых каналов фильтрации. Перед применением кислотного воздействия обычно рекомендуется дополнительная кумулятивная или гидropескоструйная 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 гидropескоструйную 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 устьевого 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

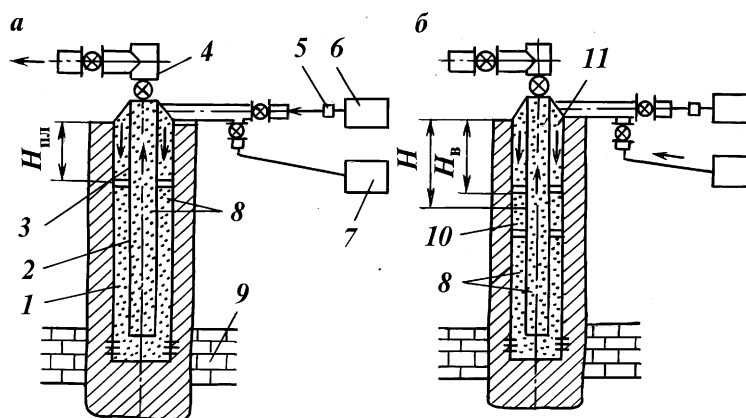


Рис. 7.5. Вызов притока из пласта методом воздушной подушки:
а — нагнетание воздуха компрессором; *б* — закачивание воды на воздушную подушку насосом; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — воздух, нагнетаемый компрессором; 4 — устьевая арматура; 5 — обратный клапан; 6 — компрессор; 7 — насосный 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.

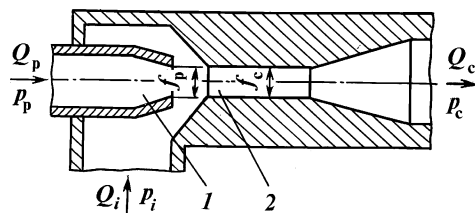
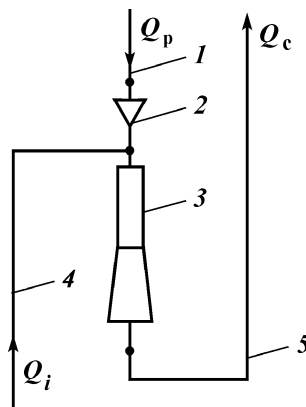


Рис. 7.6. Струйный аппарат

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_i , 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:

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

где Δp_c — разность давлений смешанного и инжектированного потоков; Δp_p — разность 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.

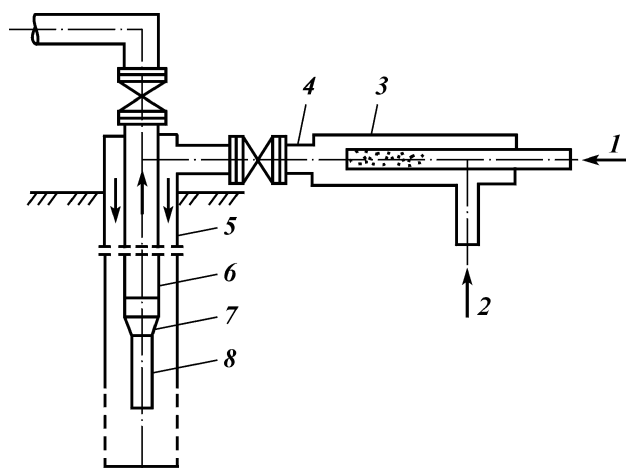


Рис. 7.8. Схема однорядного лифта при аэрации:

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-

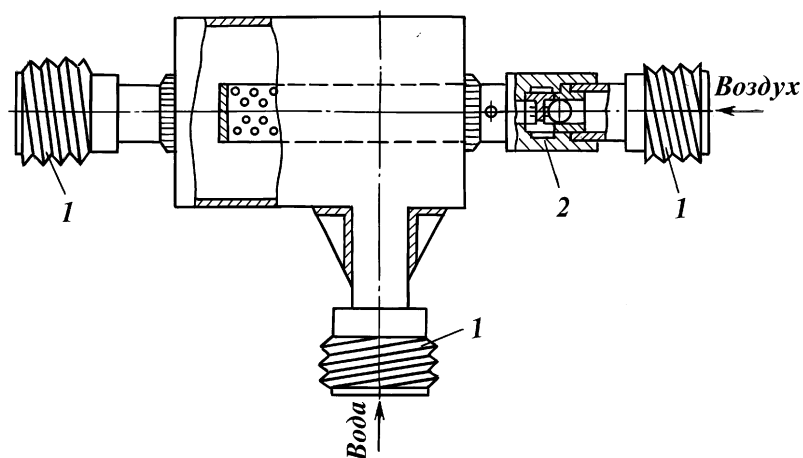


Рис. 7.9. Аэратор:

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 исчеза-

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-

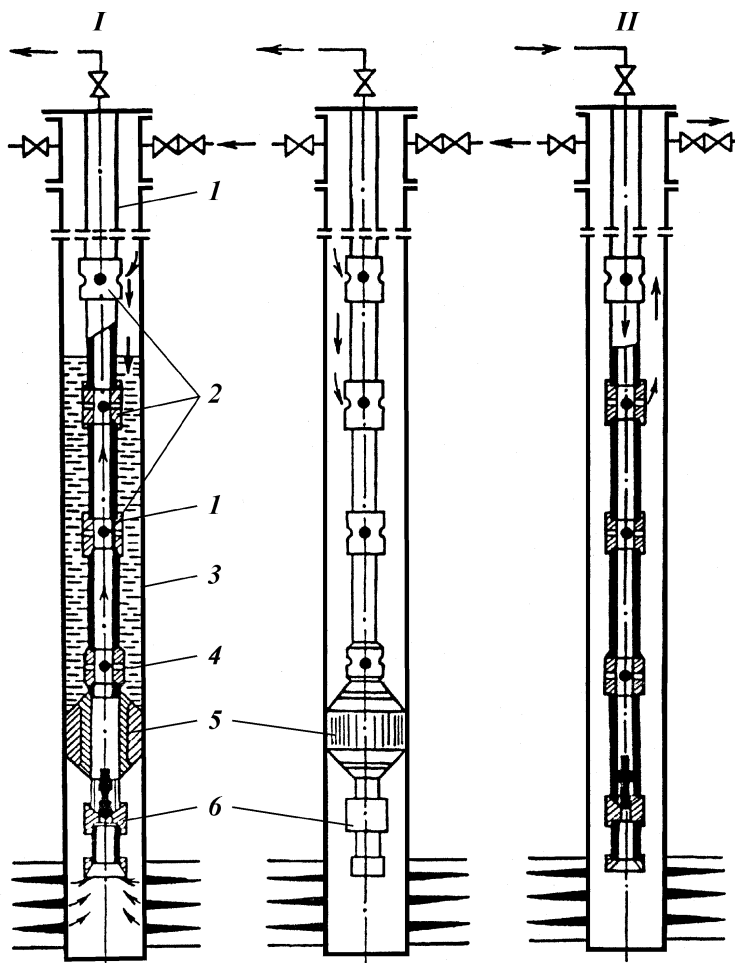


Рис. 7.10. Технологическая схема вызова притока

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 $\rho_{\text{п}}$ зависит от плотностей пенообразующего раствора $\rho_{\text{ж}}$ и воздуха $\rho_{\text{г}}$ и истинного газосодержания φ :

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

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

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

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

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

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

Если установлено, что после полной замены в скважине бурового раствора на воду нет признаков фонтанирования и для вызова притока из пласта требуется уменьшать уровень жидкости в скважине в целях снижения забойного давления, то устье скважины оборудуют согласно рис. 7.11 и приступают к выполнению работ по вызову притока двухфазной пеной.

Для этого буровой раствор в скважине заменяют на водный раствор ПАВ. Концентрацию ПАВ (ОП-10, сульфонол, 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.

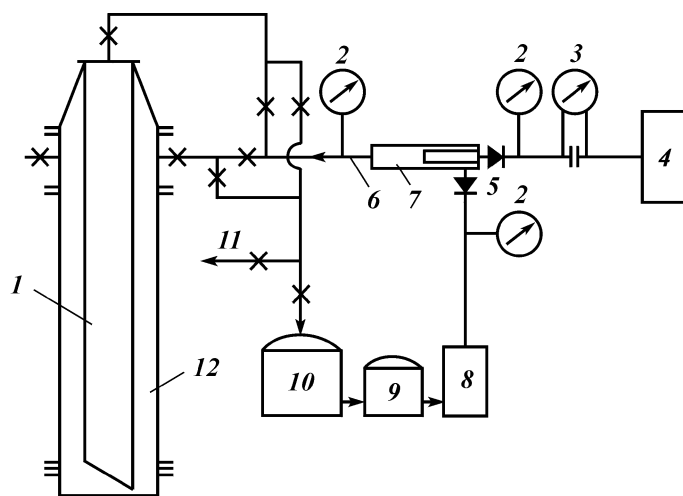


Рис. 7.11. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной

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

Сте- пень аэра- ции 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								

Примечание. В числителе приведены значения в л/с, в знаменате-
ле — в м³/мин.

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-

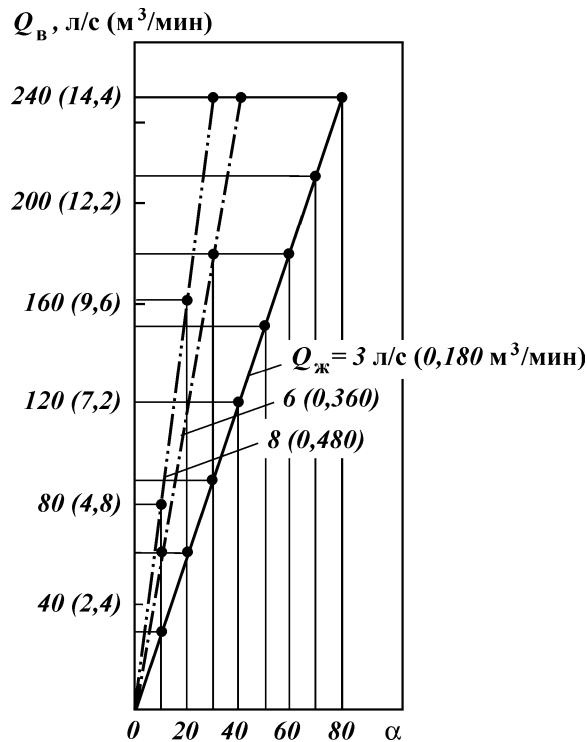


Рис. 7.12. Зависимость степени аэрации α от расхода воздуха $Q_{\text{в}}$ при постоянном расходе жидкости $Q_{\text{ж}}$

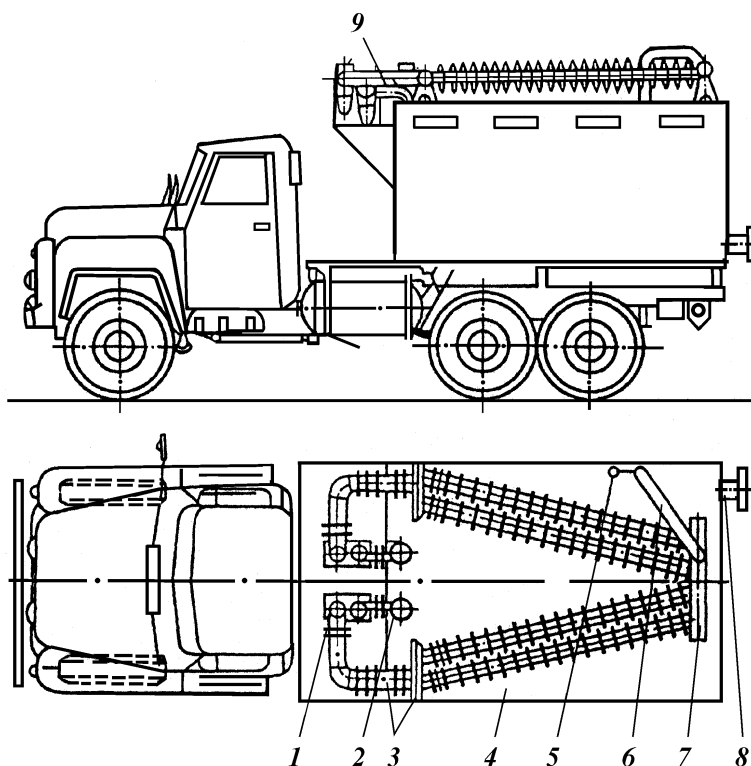


Рис. 7.13. Оборудование для очистки, охлаждения и закачки выхлопных газов в скважину компрессором СД9/101:

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-

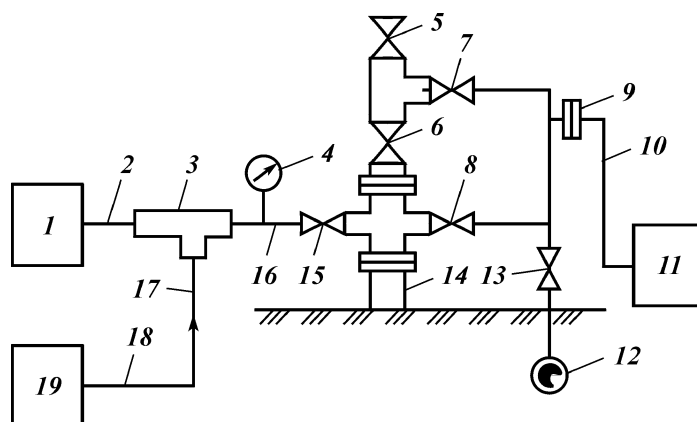


Рис. 7.14. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины:
 1 — цементируемый агрегат; 2 — линия для подачи пенообразующей жидкости; 3 — эжектор; 4 — манометр; 5–8, 13, 15 — задвижки; 9 — заглушка; 10 — выброс пены; 11 — накопительная емкость; 12 — нефтепромысловый коллектор; 14 — эксплуатационная 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 цементируемого 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.

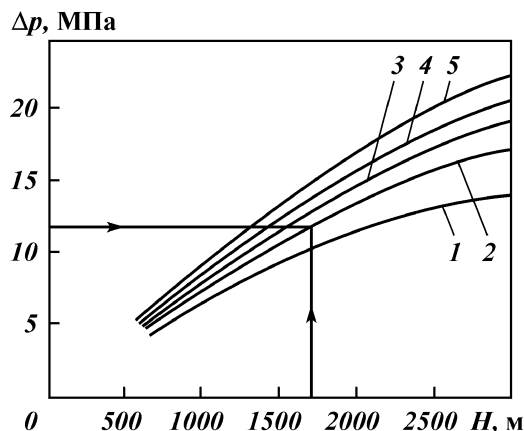
При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от значения p_3 может быть выполнен полный или частичный цикл закачивания пены в скважину с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом, а также два цикла закачивания пены 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.

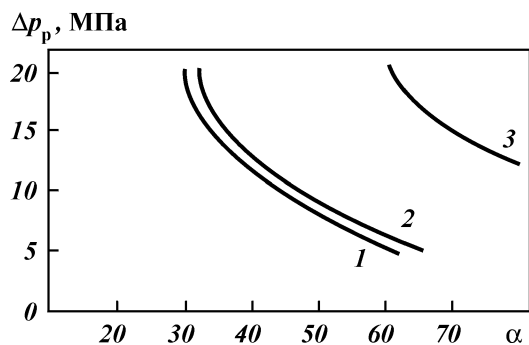
При проведении частичного цикла необходимо выбрать максимальное значение степени аэрации и соответствующее

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 $V_{\text{ж}}/S$ (где $V_{\text{ж}}$ — 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 $V_{\text{ж}}/S$ и площади S затрубного пространства определяется необходимый объем пенообразующей жидкости $V_{\text{ж}}$. Относительный объем пенообразующей жидкости $V_{\text{ж}}/S$ 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 $V_{\text{ж}}/S$ 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



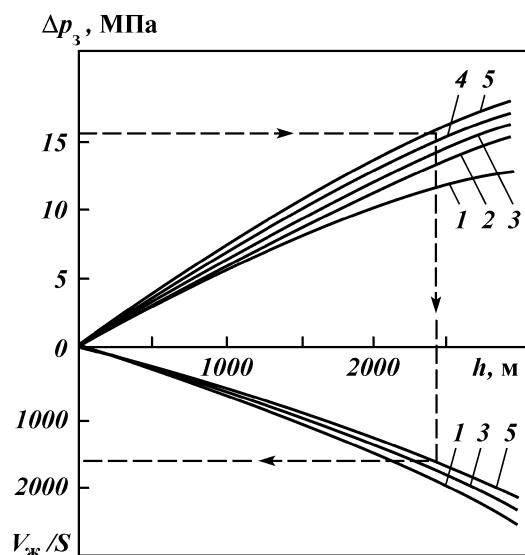


Рис. 7.17. Номограмма для определения глубины продавки h и относительного объема пенообразующей жидкости $V_{ж}/S$:
1, 2, 3, 4, 5 — при степенях аэрации α соответственно 30, 40, 50, 60 и 70

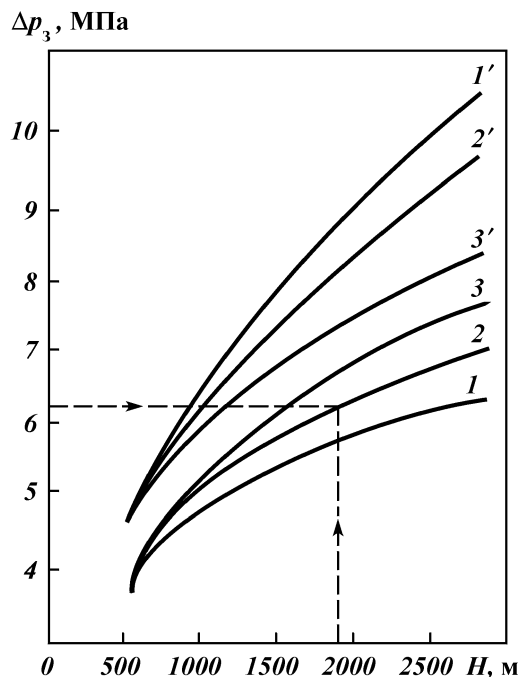
При использовании компрессоров буровой установки следует по заданному значению Δp_z установить необходимость проведения одного, двух или частичного циклов закачивания пены. Для этого по номограмме (рис. 7.18) необходимо провести до пересечения друг с другом перпендикуляр из точек на осях, соответствующих 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 $p_{ж}$.

При необходимости проведения процесса в два цикла закачивания пены давление $p_{ж}$ в первом цикле устанавливается равным 15 МПа, а во втором цикле определяется из 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 $V_{ж}/S$. При этом значение $p_{ж}$ 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.

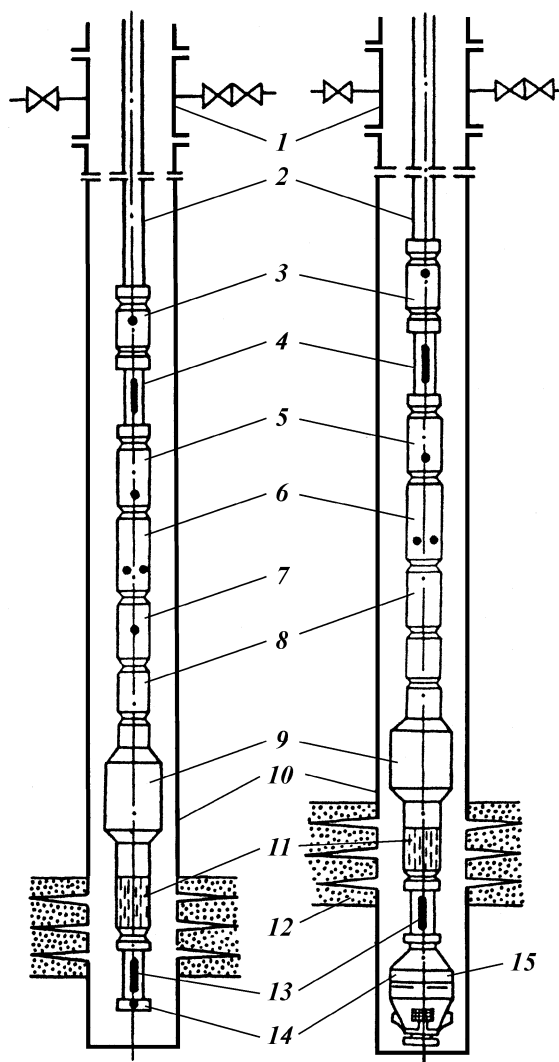


Рис. 7.19. Схема пакерования при работе с КИИ:

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-

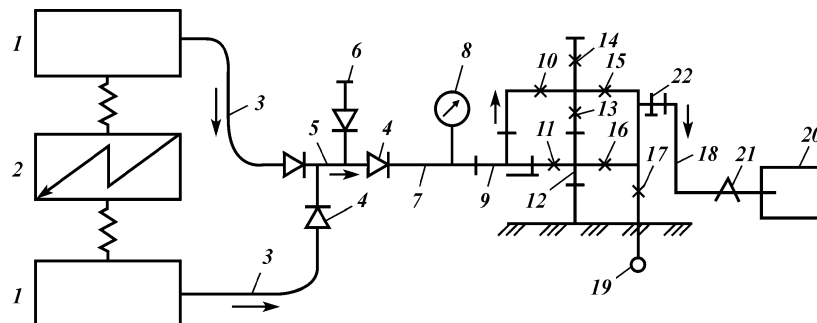


Рис. 7.20. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом:

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.

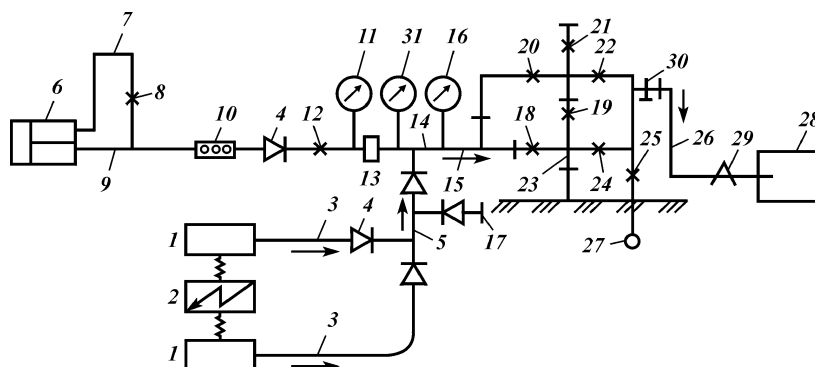


Рис. 7.21. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока с применением газированной жидкости (пены):

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.

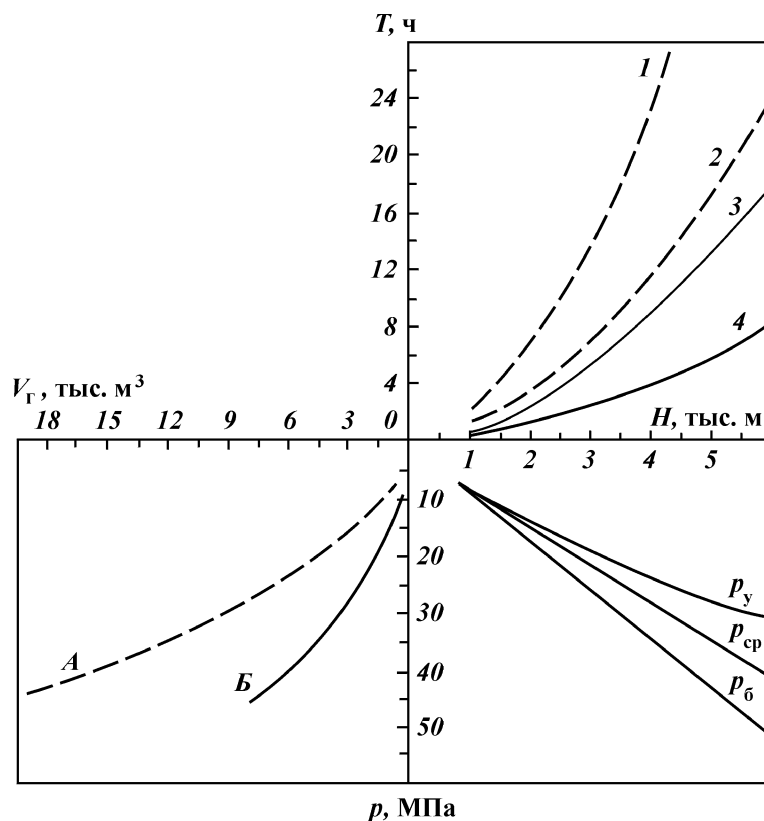


Рис. 7.22. Номограмма для расчета процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_{\text{ж}} = 850 \text{ кг/м}^3$):

$p_{\text{у}}$, $p_{\text{б}}$ — соответственно давление на устье и у башмака лифта при нагнетании азота в скважину, МПа; $p_{\text{ср}}$ — среднее давление в скважине, заполненной азотом, МПа; A , B — 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.....	A		B	
$q_{\text{а}}$, нм ³ /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.

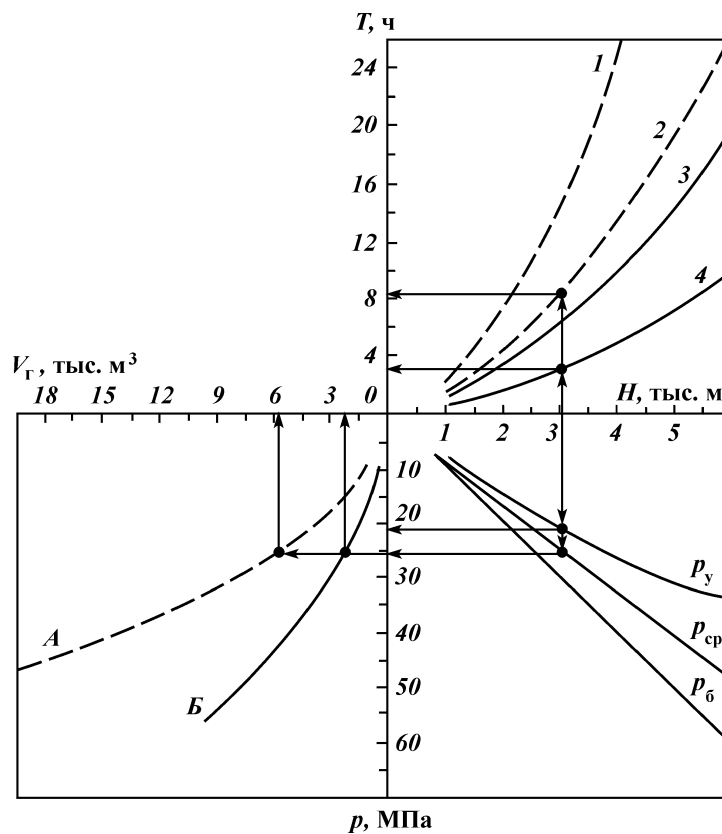


Рис. 7.23. Номограмма для расчета процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$). Условные обозначения см. рис. 7.22

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

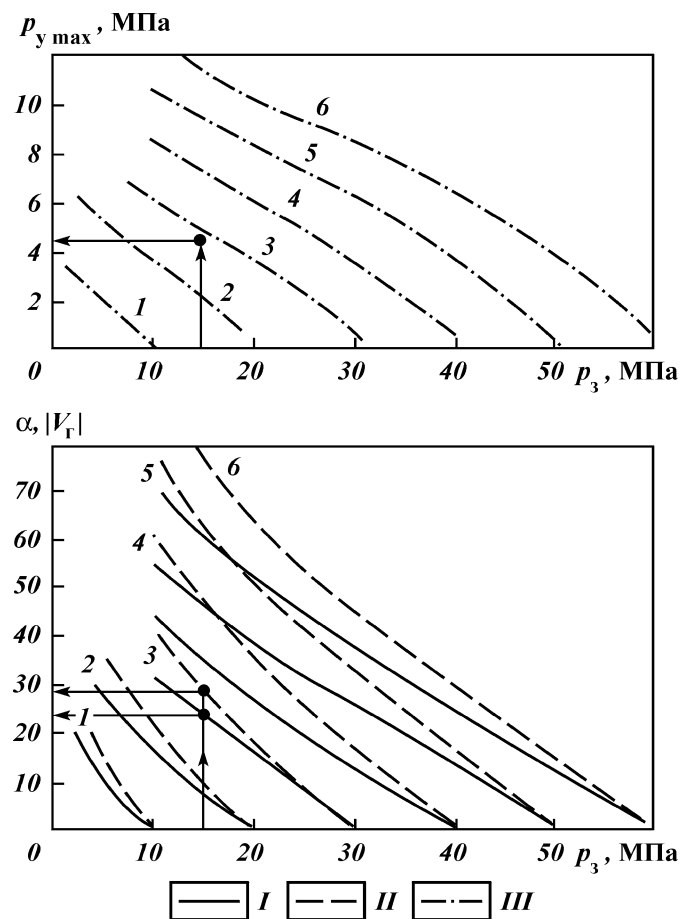


Рис. 7.24. Номограмма для расчета процесса вызова притока из пласта с применением пены с последующим ее самоизливом из скважины ($\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$):

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-

ющие 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

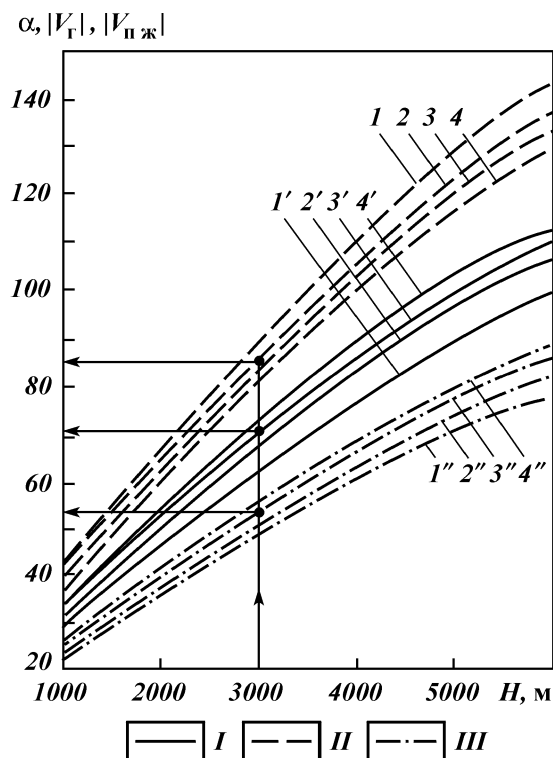


Рис. 7.25. Номограмма для расчета процесса вызова притока из пласта с самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом: *I* — минимально необходимый относительный объем газа $|V_g|$; *II* — степень газификации α ; *III* — относительный объем газа для приготовления пены $|V_{п.ж}|$; *1* (*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.

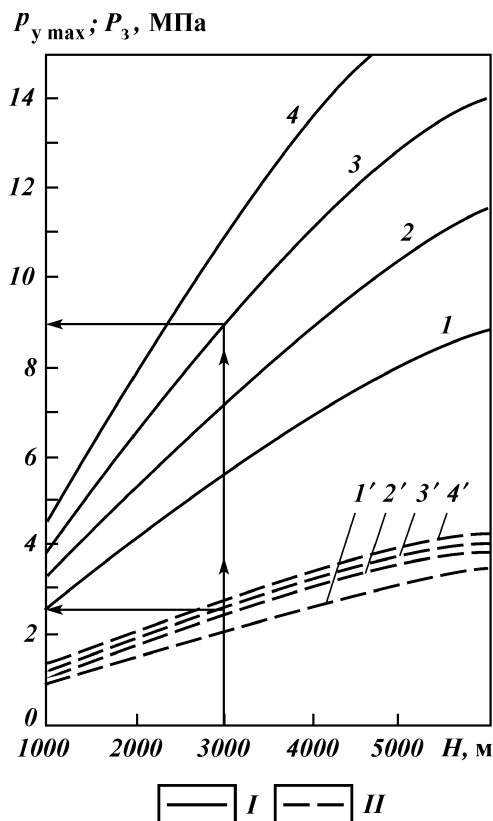
Пенообразующая жидкость подается агрегатом 6 в смеситель 14 через делитель расхода 8, фильтр 10 и обратный клапан 4. Азот подается в смеситель 14 по газовым линиям 3 через обратные клапаны 4.

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

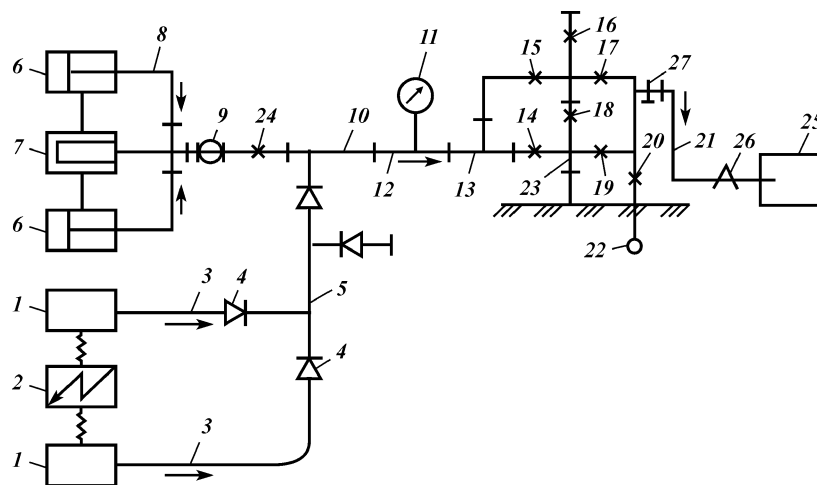


Рис. 7.27. Схема обвязки оборудования и устья скважины при азотно-кислотной обработке призабойной зоны пласта и вызове притока:

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 м^3 азота на 1 м^3 раствора при расходе последнего от 0,20 до 0,25 $\text{м}^3/\text{мин}$. 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.

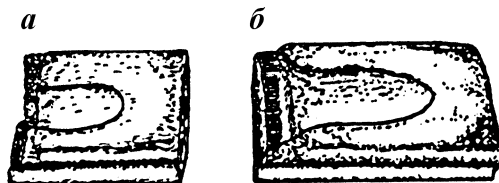


Рис. 7.28. Продольное сечение перфорационных каналов при гидроперфорации (а) и азотогидроперфорации (б)

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

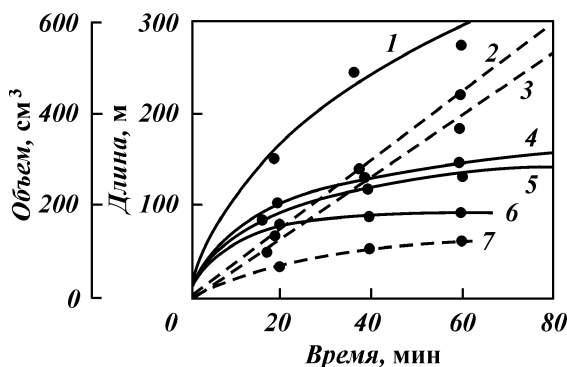
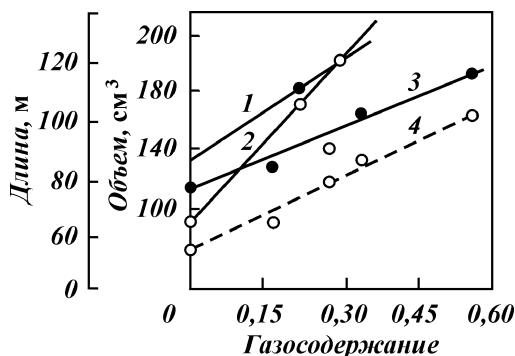


Рис. 7.30. Изменение длины (1, 4–6) и объема (2, 3, 7) перфорационного канала во времени при различных условиях:

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-л ПП-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

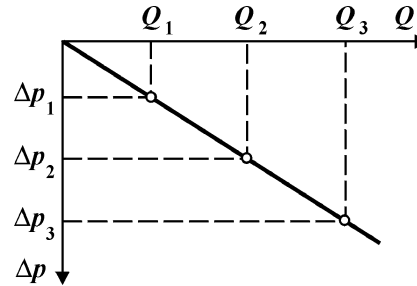
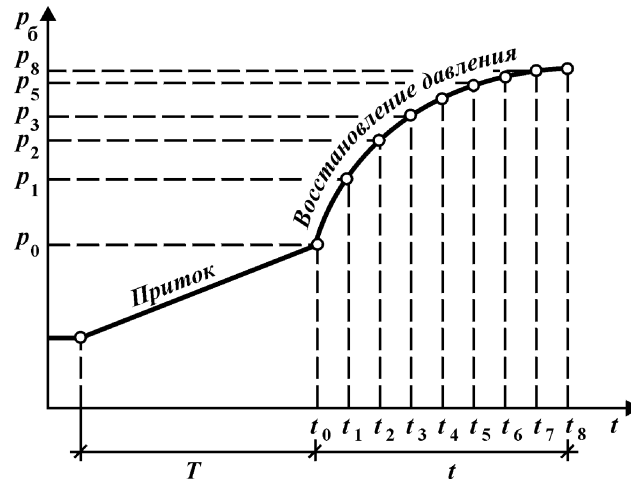


Рис. 7.32. График изменения давления на забое скважины после ее закрытия



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

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

Различают фактический коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{ф}}$ 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

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

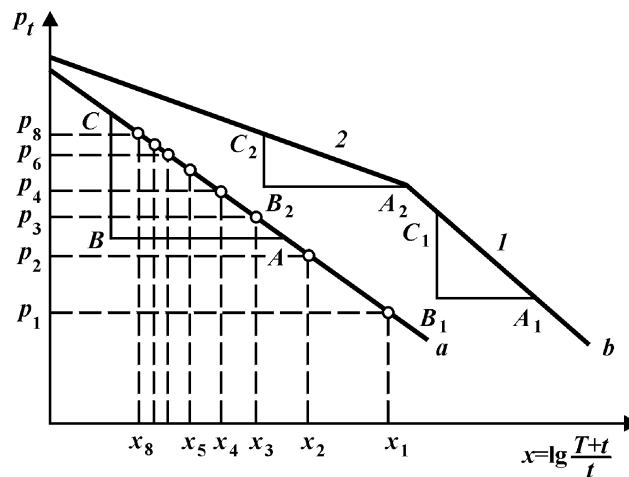


Рис. 7.33. График восстановления давления на забое скважины, преобразованный по методу Хорнера:
 a — для однородного пласта; b — для пласта с ухудшенной гидропроницаемостью призабойной зоны; $1, 2$ — призабойная и отдаленная зоны соответственно

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.....	$\text{ОГ} > 1$	$\text{ОГ} < 1$	$\text{ОГ} = 1$

К наиболее действенным методам интенсификации притока флюидов из пласта относят кислотные обработки и гидроразрыв пласта.

8.1. КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТА

Кислотная обработка (КО) — это метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважины путем растворения составных частиц породы пласта, а также инородных частиц, которыми загрязнены породы.

Кислотную обработку применяют для увеличения проницаемости карбонатных и песчаных коллекторов в нефтегазодобывающих и нагнетательных скважинах в период освоения, во время эксплуатации и ремонтных работ.

Для обработки карбонатных коллекторов преимущественно применяют солянокислотные растворы (СКР), а для песчаных коллекторов после СКР закачивают глинокислотные растворы (ГКР). Такие виды обработки называются соответственно соляно- (СКО) и глинокислотными (ГКО).

Химически активной основой перечисленных кислотных растворов (КР) является соответственно соляная кислота (10–30 % HCl) и смесь соляной (10–15 % HCl) и плавиковой (1–5 % HF) кислот.

Для проведения КО в скважину спускают 62–73-мм НКТ в большинстве случаев к нижнему перфорационному отверстию обрабатываемого интервала. Устье скважины оборудуют арматурой для обвязывания труб с колонной и обратным клапаном на входе в полость НКТ. Напорная сторона насосного агрегата ЦА-320, 4АН-700 или другого агрегата обвязывается через обратный клапан с полостью НКТ, а принимаю-

щая — с кислотовозом (Аз-30А) и автоцистернами (4ЦР, АП), в которых транспортируются кислотные растворы и продавливающие жидкости. Нагнетательные трубопроводы опрессовываются давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое давление нагнетания жидкостей в скважину.

Наиболее простая схема КО предусматривает подъем глубинного оборудования из скважины, спуск НКТ с промывкой к забою и поднятие башмака труб к интервалу перфорации. В скважину закачивают прямой циркуляцией КР в объеме НКТ, закрывают затрубную задвижку, нагнетают остаток запланированного объема кислоты и продавливающей жидкости. После нагнетания всего объема жидкостей закрывают буферную задвижку скважины, отсоединяют насосный агрегат и другую спецтехнику и начинают очистку призабойной зоны от продуктов реакции. В насосных скважинах процесс обычно отличается. После продавливания КР в пласт и снижения давления поднимают НКТ, спускают глубинное оборудование и извлекают продукты реакции насосом, установив рациональный режим эксплуатации. Несвоевременное извлечение продуктов реакции из пласта часто обуславливает уменьшение эффективности СКО и особенно ГКО.

Механизм кислотного воздействия на коллектор рассмотрим с позиций степени растворимости пород и скорости реакции, образования продуктов реакции и изменения проницаемости пород после обработки. Считают, что растворимость пород, которые подвергаются КО, должна обеспечить увеличение пористости не менее чем на 10 %, а растворимость инородных материалов, загрязняющих поры и трещины пласта, должна быть наиболее полной (хотя бы на 50 %). Исходя из таких принципов, подбирают состав активной части растворов.

При планировании КО необходимо знать растворимость пород в кислоте. Например, известно, что 1 м³ различных кислот растворяет: 15%-ной HCl — 200 кг известняка CaCO₃ или около 70 кг легкорастворимой части эоценового песчаника, содержащего 89 % SiO₂, 3 % карбонатов и 7 % глин; 4%-ной HF — 48 кг каолина; 10%-ной HCl + 1%-ной HF — 70 кг глинопорошка, состоящего из гидрослюда и монтмориллонита.

Если после обработки СКР применить ГКР, то 1 м³ 10%-ной HCl + 1%-ной HF растворяет 36 кг эоценового песчаника. Увеличение концентрации HF в ГКР до 3 % обеспечивает увеличение его растворимости до 51 кг, а до 5 % — до 66 кг.

Приведенные данные используют при расчетах объема кислотных растворов и оценках возможной глубины проникновения активной части кислоты в пласт.

Продукты реакции вызывают снижение проницаемости пород после КО, если они откладываются в поровом пространстве в виде геля либо твердой породы или взаимодействуют с пластовыми флюидами, образуя осадки или эмульсии.

Во время взаимодействия соляной кислоты образуются:

- с карбонатами пород — водорастворимые соли CaCl_2 , MgCl_2 , газ CO_2 , вода;

- с окисями железа и его соединениями в составе пород (например, в виде сидерита FeCO_3) — хлорное железо FeCl_3 , которое после нейтрализации кислоты гидролизует в виде осадка $\text{Fe}(\text{OH})_3$, способного закупоривать поры;

- с сульфатами кальция в составе пород с температурой до 66°C — осадок гипса;

- с окисью кремния в глинах — осадок, гель кремниевой кислоты;

- с окисью щелочных и щелочно-земельных металлов в глинах — соответствующие соли.

Таким образом, во время реакции СКР образуются растворимые и временно растворимые продукты, поэтому технология обработки СКР должна быть такой, чтобы предупредить выпадение нерастворимых осадков.

Во время взаимодействия глинокислоты образуются:

- с кварцем — газоподобный SiF_4 , а после снижения кислотности — гель кремневой кислоты $\text{Si}(\text{OH})_4$, который закупоривает поры;

- с алюмосиликатами (глинами) — газоподобный SiF_4 ;

- с кварцем и алюминием — параллельно с SiF_4 образуется гексафторокремниевая кислота H_2SiF_6 , соли которой Na_2SiF_6 и K_2SiF_6 выпадают в осадок.

Известно, что реакция ГКР с глинами проходит значительно быстрее, чем с кварцем, поэтому в песчаниках преимущественно растворяются глинисто-карбонатный цемент и частицы, загрязнившие пласт, а зерна кварца (матрицы породы) — значительно меньше.

Часто вместо HF для получения ГКР применяют БФФА (бифторид аммония $\text{NH}_4\text{HF}_2 + \text{NH}_4\text{F}$). Например, для получения раствора (12 % $\text{HCl} + 3 \text{ HF}$) применяют смесь (16 % $\text{HCl} + 3 \text{ % БФФА}$). Наличие в растворе иона NH_4^+ увеличивает растворимость продуктов реакции HF с силикатными породами, и поэтому для ГКР лучше использовать БФФА.

Для обработки песчаников применяют также смесь 20%-ной H_2SiF_6 + 24%-ной HCl в соотношении 1:1, которая растворяет песчаники и глины подобно глинокислоте.

Таким образом, во время реакций ГКР с силикатными породами образуются временно растворимые и нерастворимые продукты, способные закупоривать поровое пространство. Наиболее важно — не допустить закупоривания пласта продуктами реакции после ГКО.

Изменение проницаемости пород после фильтрации сквозь них кислотных растворов зависит от химического и минералогического составов, структуры порового пространства, режимов фильтрации и термобарических условий прохождения реакции. Например, после обработки эоценовых песчаников с карбонатностью $C_k = 2\div 9\%$ избытком СКР (10–15 % HCl) относительно содержания карбонатов увеличение проницаемости сравнительно с начальной можно приближенно рассчитать так: $k_s = 0,8C_k$. Конечно, после такой обработки терригенных коллекторов проницаемость образцов пород возрастает в 2–7 раз. Во время обработки карбонатных поровых пород возрастание проницаемости практически не ограничено.

На выбор рациональных режимов обработки и технологию работ влияет скорость реакции КР с породами, которая зависит от начальной концентрации кислоты, термобарических условий прохождения реакции в пласте, активной поверхности породы, контактирующей с кислотой, и гидродинамических условий прохождения реакции.

Известно, что за одинаковые промежутки времени степень нейтрализации кислоты породой не зависит от начальной концентрации. Таким образом, при иных равных условиях за одинаковый промежуток времени вдвое снижается концентрация кислоты (от 20 до 10 % или от 12 до 6 %). Можно было бы предположить, что, применяя большую начальную концентрацию кислоты, можно увеличить глубину обработки пласта. Однако поскольку скорость реакции в поровой среде велика, это практически не влияет на глубину обработки.

Увеличение температуры пласта на 10 °С обуславливает возрастание скорости приблизительно в 2 раза. При увеличении давления реакция с соляной кислотой замедляется, а с плавиковой — ускоряется.

Значительное влияние на скорость реакции имеет отношение реагирующей поверхности породы к объему кислоты в порах, которое резко увеличивается при уменьшении размера пор. Например, в канале с диаметром 1 мм это отношение

равно 40, а в порах с диаметром 20 мкм — 2000. Поэтому в поровых коллекторах наблюдаем резкое увеличение скорости нейтрализации. Например, расчетная глубина проникновения в известняк активной соляной кислоты в каналах с диаметром 1 см равна 600 см, с диаметром 1 мм — 20 см, а в поровых каналах размером 10 мкм — 5 см при других равных условиях.

Итак, нейтрализация кислоты в поровом пространстве происходит во время нагнетания ее в пласт, поэтому выдерживания для реагирования не требуется.

Влияние гидродинамических условий фильтрации кислоты на скорость ее нейтрализации ощутимо лишь в больших каналах или трещинах. Тут с увеличением расхода кислоты, а следовательно, и значения Re глубина обработки пласта несколько возрастает. Во время фильтрации кислоты сквозь поровое пространство терригенных коллекторов значения Re очень малы. Экспериментально доказано, что при таких условиях рост расхода кислоты практически не увеличивает глубины обработки песчаного пласта.

Перед проектированием кислотной обработки следует обосновать выбор скважины, избрать рецептуру и объем кислотных растворов, определить расход и давление жидкости во время закачивания в пласт, избрать рецептуру и рассчитать объем продавливающей жидкости, определить время пребывания кислоты в пласте и способ очистки призабойной зоны от продуктов реакции.

Выбор рецептуры КР проводят с учетом химического и минералогического состава пород, их фильтрационных свойств, химического состава и свойств пластовых флюидов, пластовой температуры, причин загрязнения призабойной зоны.

Типичный КР состоит из активной части (HCl , $HCl + HF$), растворителя, ингибитора коррозии, стабилизатора и интенсификатора.

Для обработки известняков, карбонизированных ($C_k > 3\%$) песчаников, коллекторов, загрязненных отложениями карбонатов, применяют СКО 15 % HCl , а при $T_{пл} > 100^\circ C$ — иногда и 30 % HCl . Для обработки песчаноглинистых пород ($C_k > 3\%$) применяют ГКО, вначале закачивают СКР, 10–15 % HCl , а за ней — ГКР 1–5 % HF . Соотношение объемов первой и второй частей раствора зависит от карбонатности породы, и при $C_k = 3\%$ его можно записать как 1:1.

Кислоту разводят обычной водой. Однако во время КО полимиктовых песчано-алевролитовых влагоемких пород За-

падной Сибири хорошие результаты получают при приготовлении КР на ацетоне, если обводненность скважины меньше 10 %. Во время обработки газовых и газоконденсатных скважин полезно приготавливать КР на спирте (метанол, изопропиловый спирт). Применение названных углеводородных растворителей содействует обезвоживанию пород и уменьшает поверхностное натяжение на границе разделения фаз.

Эффективность ингибиторов коррозии оценивается коэффициентом торможения коррозии $K_{т\text{к}}$, который представляет собой соотношение количеств растворенного металла в неингибированной кислоте к количеству растворенного в ингибированной. При пластовых температурах до 100 °С достаточно обеспечить значение $K_{т\text{к}} = 20$. Если температура 15%-ной HCl во время прохождения кислоты по НКТ достигает 100 °С, то растворяется 3500 г/(м³/ч) железа, а применение ингибитора "Север-1" уменьшает растворимость до 176 г/(м³/ч). Ингибиторы имеют температурные ограничения и зависят от концентрации HCl. Например, ингибитор катапин КИ-1 можно применять для $T \leq 110$ °С, $C_0 \leq 22$ % HCl с $K_{т\text{к}} = 23$; ингибитор В2 — для $T \leq 100$ °С, $C_0 < 36$ % HCl с $K_{т\text{к}} = 260$; ингибитор ПБ-5 — для $T \leq 100$ °С, $C_0 \leq 22$ % HCl с $K_{т\text{к}} = 7$ и др. Добавка ингибиторов составляет обычно 0,5–1 %.

Стабилизаторы предотвращают выпадение осадка Fe³⁺ в виде гидроокиси железа. Наиболее часто для стабилизации раствора используют органические кислоты, образующие с железом растворимые комплексы. Количество стабилизаторов дозируется согласно ожидаемому содержанию Fe³⁺, который обычно составляет 0,3 %. При таких условиях стабилизирующие свойства зависят от температуры. Например, для 2%-ной уксусной кислоты до $T \leq 60$ °С; для 0,5%-ной лимонной кислоты до $T \leq 90$ °С; для 0,65%-ной КРАСТ до $T \leq 140$ °С. Увеличение значения стабилизатора не повышает стабилизирующие свойства. Отметим, что стабилизация КР необходима для проницаемости меньше 0,01 мкм².

Интенсификаторы применяют, чтобы улучшить фильтрацию КР в породе, избежать блокирования призабойной зоны продуктами реакции и облегчить их извлечение на поверхность. Для КО нефтедобывающих скважин лучше применять катионоактивные ПАВ, которые снижают поверхностное натяжение на границе нефть — продукты реакции и гидрофобизируют породы (катапины, АНП-2 и др.) в количестве 0,3–0,5 %. Вместо катионоактивных ПАВ можно применять неио-

ногенные ПАВ (превоцел, ОП-10, неонол и др.), но их действие не способствует гидрофобизации породы. Добавлять ПАВ необходимо, если нефть содержит более 2 % асфальтенов или более 6 % смол.

При КО водонагнетательных скважин рекомендуется добавлять 0,3–0,5 % неионогенных ПАВ, которые гидрофобизируют породу.

Объемы кислотных растворов. Для планирования объема КР в настоящее время в основном применяют эмпирический подход. Если КО предназначены для растворения пород и примесей, занесенных в пласт в процессе бурения или ремонтов, то во время первой КО обычно закачивают КР 0,5 м³/м поглощающей толщины пласта, при второй — 1 м³/м. Если КО предназначена для извлечения карбонатных солей, откладывающихся во время эксплуатации нефтяных скважин, то увеличение объема КР при последовательно проводимых СКО необязательно. Если обработку проводят путем закачивания в пласт стабильных углеводородных кислотных эмульсий, то объем эмульсий равен произведению расхода эмульсии на длительность ее распада. Обычно стабильность эмульсии при пластовой температуре составляет 30–60 мин.

Во время КО чаще всего применяют не менее 6–12 м³ КР и только иногда 24 м³ и более.

Давление на устье скважины во время нагнетания КР в пласт при КО поровых коллекторов (особенно терригенных) не должно превышать давления разрыва пласта (раскрытие глубоких трещин), чтобы обеспечить равномерное проникновение КР в пласт. Для КО трещинных коллекторов (особенно карбонатных) давление на обсадную колонну должно быть максимально допустимым, что дает возможность достичь наибольшей глубины обработки пласта.

Расход жидкости во время нагнетания в пласт для обработки карбонатных трещинных коллекторов должен быть максимально возможным в пределах технически допустимых давлений. Во время обработки поровых коллекторов (терригенных), когда приемистость скважины обычно мала, расход КР преимущественно небольшой, но это незначительно влияет на глубину проникновения активной кислоты (глубину обработки).

Объем продавливающей жидкости для обработки карбонатных коллекторов рассчитывают так, чтобы вытеснить весь КР за пределы эксплуатационной колонны в пласт.

Во время обработки карбонизированных терригенных

коллекторов с $C_k \leq 10\%$ используют кроме продавливающей жидкости еще и *вытесняющую жидкость*. При этом исходят из таких соображений: с начала закачивания КР в пласт на стенке ствола скважины устанавливается начальная концентрация C_0 , а во время фильтрации в пласте она резко падает (по экспоненциальному закону) — и уже на расстоянии нескольких сантиметров $C = 0,1C_0$. Постепенное увеличение объема КР в пласте приводит к неравномерному растворению глинисто-карбонатного материала пласта в радиальном направлении. Формируется зона от стенки скважины вплоть до радиуса проникновения фронта активной кислоты, в которой $C = C_0$ и наблюдается полное удаление растворенного материала. За ней формируются еще две кольцевые зоны — узкая с $0 < C < C_0$ и широкая с $C = 0$ вплоть до радиуса фронта проникновения нейтрализованного КР. Чтобы полностью использовать химическую активность кислоты в пласте и предупредить выход КР с начальной концентрацией в ствол скважины и на поверхность во время дренирования пласта, нужно закачать в него вытесняющую жидкость, объем которой равняется 30–50 % объема кислотного раствора.

Вытесняющая жидкость не должна снижать проницаемость породы. При этом применяют водные растворы ПАВ, спиртов и т.п. в зависимости от характеристики пород и пластовых флюидов.

Время пребывания кислотных растворов в пласте не должно превышать времени нейтрализации кислоты. КР нейтрализуется еще во время движения в порах терригенного пласта, а также в порах и трещинах карбонатного пласта. Это означает, что в поровых терригенных коллекторах выдержка КР в пласте не нужна, а в карбонатных — нежелательна. Если после вхождения кислоты в пласт немедленно удалить продукты ее реакции с призабойной зоны, то закупорки поровых каналов практически не происходит и эффективность КО возрастает.

Удаление продуктов реакции из призабойной зоны осуществляют путем возбуждения притока флюидов из пласта в скважину во время открытого переливания, если пластовое давление больше гидростатического, или путем дренирования с применением газоподобных агентов (азота, воздуха) или пенных систем, если пластовое давление меньше гидростатического. В случае если применить указанные способы невозможно, полезно вытеснить продукты реакции из призабойной зоны в глубину пласта путем закачивания 20–30 м³ водного раствора ПАВ, нефти, конденсата и т.п. Осаждение про-

дуктов реакции в глубине пласта несущественно ухудшает результаты КО по сравнению со случаем, когда осаждение происходит в призабойной зоне. Однако КО с вытеснением продуктов реакции нежелательно многократно повторять в той же скважине.

Технология КО глубинно-насосных скважин часто предусматривает удаление продуктов реакции насосом, которым проводится эксплуатация скважины.

8.1.1. СПОСОБЫ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Обработка углеводородно-кислотными (УКЭ) и нефтекислотными эмульсиями (НКЭ) предназначена для углубления кислотного воздействия на карбонатный пласт и используется как средство антикоррозионной защиты труб при высоких пластовых температурах. Преимущественно УКЭ, НКЭ состоят из 15 % HCl, нефти или дизельного топлива и эмульгатора (первичных дистиллированных аминов фракции C₁₇–C₂₀) в следующих соотношениях: 60; 39,5 и 0,5 %. Период стабильности эмульсий составляет обычно $t_{\text{стаб}} = 20 \div 120$ мин при $t_{\text{пл}} = 160 \div 100$ °С. Эмульсия в период стабильности в реакцию не вступает.

Термохимическая КО — воздействие горячей кислотой на карбонатный пласт с пластовыми температурами до 40 °С. Нагревание КР производится во время экзотермической реакции кислоты с магнием в реакционном наконечнике на НКТ или в пласте с гранулами магния, размещенными в трещинах. Во время этого СКР теряет часть своей химической активности.

Термокислотная обработка — это последовательное воздействие на пласт термохимическим способом и кислотными растворами. Термические способы КО применяют эффективно после отложения парафина в призабойной зоне, для обработки доломитов, плохо растворяющихся в СКР, а также для образования глубоких каналов разъедания в карбонатных пластах. Во время реакции 1 кг магния с 18,6 л 15%-ной HCl выделяется 19 МДж тепла. Для термохимической КО обычно применяют около 100 кг магния. Остальные параметры определяют, как для СКО.

Технология селективных КО предполагает последовательное закачивание в пласт вязких жидкостей (эмульсий, раствора полимеров, например, 2%-ного раствора ПАВ объемом 9 м³) и кислотных растворов (состав и объем которых планируется, как обычно). Селективные КО применяют для повторных

обработок (третьих, четвертых и т.д.). Вязкая жидкость, нагнетаемая перед КО, наполняет высокопроницаемую часть пласта, подвергнутую кислотному воздействию при предыдущих КО, и содействует направлению потока КР в зоны пласта, еще не подвергнувшиеся обработке. Вследствие этого эффективность повторных КО возрастает.

Пенокислотная обработка предназначена для углубления обработки кислотой и расширения профиля проницаемости во время нагнетания в пласт по сравнению с обычной КО. В результате увеличивается толщина пласта, который производит нефть, возрастает эффективность процесса.

Замедление скорости реакции с породой и увеличение глубины проникновения кислоты в карбонатный пласт обусловлено прилипанием пузырьков газа к поверхности породы. Пены характеризуются начальным напряжением сдвига, и это вызывает расширение профиля поглощения кислоты. Во время освоения скважины наличие газовой фазы содействует лучшему очищению призабойной зоны и вынесению продуктов реакции на поверхность.

Ограничением применения процесса является $t_{пл} > 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ или содержание хлоридов в пластовых водах более 5 %, так как тогда во время фильтрации в пласте пена разрушается. Закачивать пенокислоту в горизонты с низкими пластовыми давлениями нежелательно, потому что это усложняет освоение скважины.

Пенокислота содержит основание (СКР либо ГКР) с пенообразователем (0,5 % ПАВ) и газовой фазой (воздух, природный газ, азот) со степенью аэрации в пластовых условиях от 1,5 до 5. Наиболее часто для образования пенокислоты используют эжектор с насадкой диаметром 4,5 мм и камерой смешения диаметром около 8 мм.

Обработка газированной кислотой предназначена для увеличения глубины растворения вследствие инициирования газовой фазой проникновения активной кислоты до самых больших поровых каналов, что обуславливает их расширение, а также для обеспечения немедленного очищения породы от продуктов реакции. По сравнению с другими способами КО, данный способ дает наилучшие результаты в низкопроницаемых терригенных породах с невысоким пластовым давлением, а также во время повторных обработок. В карбонатных трещинных породах этот способ таких преимуществ не имеет.

Газированная кислота — это смесь кислотного раствора, такого же, как и для обычной кислотной обработки, с газо-

вой фазой (азотом или природным газом) со степенью аэрации в пластовых условиях от 0,8 до 3. Если степень аэрации больше 5, то это уже обработка кислотными аэрозолями — насыщенными парами кислоты, которые проникают в самые мелкие каналы.

8.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

8.2.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — это метод образования новых трещин или расширение некоторых существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Чтобы обеспечить высокую проницаемость, трещины наполняют закрепляющим агентом, например кварцевым песком. Под действием горного давления закрепленные трещины смыкаются не полностью, в результате чего значительно увеличивается фильтрационная поверхность скважины, а иногда включаются в работу и зоны пласта с лучшей проницаемостью. Гидравлический разрыв пласта применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые продуктивные пласты, а также при большом радиусе загрязнения призабойной зоны пласта. Глубокопроницающий гидроразрыв пласта с созданием более протяженных трещин производится в пластах с проницаемостью менее $50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости из поверхности, становится больше местного горного давления. Заметим, что образование новых трещин характеризуется резким снижением давления в устье скважины на 3–7 МПа. Раскрытие существующих трещин происходит при постоянном давлении или его незначительном увеличении. В обоих случаях возрастает коэффициент приемистости скважины, который после ГРП должен увеличиться как минимум в 3–4 раза, что считают критерием возможности закрепления трещин песком.

Трещины ГРП в неглубоких (до 900 м) скважинах имеют горизонтальную ориентацию, а в глубоких — вертикальную, наклонную, близкую к вертикальной. Трещины развиваются в

той плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т.е. наименьшее горное давление.

ГРП применяют в любых породах, кроме пластичных сланцев и глин. Это метод не только восстановления природной продуктивности скважин, но и значительного ее увеличения.

Применяемые технологии обычных ГРП ньютоновскими жидкостями предполагают закрепление трещин (около 5–10 т песка при концентрации 50–200 кг/м³) и обеспечивают двух-трехкратное увеличение текущего дебита нефтяных, газовых или приемистости нагнетательных скважин в низкопроницаемых пластах с загрязненной призабойной зоной.

С увеличением количества расклинивающего материала (песка) до 20 т проводят глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который содействует значительному увеличению фильтрационной поверхности, изменяет характер притока жидкости от радиального к линейному с подключением новых зон пласта, изолированных вследствие макроеднородности. Трещины такого ГРП достигают 100–150 м в длину при ширине 10–20 мм.

Технологии мощных ГРП (МГРП) осуществляются ньютоновскими жидкостями — гелями, которые обладают очень большой кажущейся вязкостью, меньшими гидравлическими потерями и высокой несущей способностью закрепляющего агента — керамического проппанта (до 1000 кг/м³), обеспечивают увеличение проводимости широких закрепленных трещин в несколько раз по сравнению с обычным ГРП. Увеличение проводимости трещин МГРП достигается за счет значительного повышения концентрации закрепляющего агента до 300–800 кг/м³ в гелях, а общее количество закрепляющего агента может оставаться на уровне 6–20 т. Продолжительность эффекта увеличения дебита скважин после ГГРП обычно составляет 1,5–3 г.

В газоносных пластах проницаемостью до 0,001 мкм² применяют массивный ГРП высоковязкими гелями, во время которого развиваются трещины длиной до 1000 м, закрепленные проппантом в количестве до 300 т. Массивный ГРП — очень дорогостоящий, поэтому он предусмотрен в смете строительства скважины и увеличивает ее стоимость на 50 %.

При мощных (глубокопроникающих) ГРП используют дорогостоящую технику, при обычных ГРП могут применяться отечественные техника и материалы (жидкости, закрепляющие агенты, пакеры, оборудование устья).

Сравнение показателей эффективности обычных ГРП и ГГРП, а также стоимости этих процессов свидетельствует,

что, несмотря на значительно меньшую добычу нефти после обычных ГРП, экономически они вполне конкурентоспособны вследствие в несколько раз меньшей стоимости.

При обычных ГРП фильтрующей жидкостью развиваются глубокие (50–100 м) трещины небольшой ширины (3–5 мм) в глубь продуктивного пласта (а не вверх или вниз, как при ГРП гелями). При этом практически не возникают ситуации выпадания закрепляющего агента или упаковки трещины, сопровождающейся ростом давления до допустимого. После этого в стволе скважины остается большая пробка закрепителя. Таким образом, обычные ГРП фильтрующими жидкостями имеют хорошие технико-экономические показатели, осуществляются с меньшими осложнениями, и их следует применять в дальнейшем наряду с новыми технологиями. В утвержденном Минтопэнерго РОР (1977 г.) установлены некоторые требования к расклинивающему материалу и жидкостям гидроразрыва.

В качестве закрепляющих трещин материалов на глубинах до 2400 м используют фракционированный песок по ТУ 39-982–84, свыше 2400 м — искусственные среднепрочностные по ТУ 39-014700-02–92 и высокопрочностные по ТУ 39-1565–91 расклинивающие материалы (проппанты).

Для осуществления процесса гидроразрыва используют технологические жидкости на водной и углеводородной основах. Сведения о составах, свойствах полимерных водных и углеводородных систем, методах контроля и регулирования свойств, технологии их приготовления и применения, расчетные материалы для ведения процесса гидроразрыва приведены в руководстве для проведения процесса ГРП.

Выбор типа жидкости гидроразрыва осуществляется в соответствии с пластовыми условиями (литологии, температуры, давления и т.п.). При этом учитывается совместимость выбранной жидкости с матрицей пласта и пластовыми флюидами. При содержании в пласте водочувствительных глин необходимо использовать жидкость на углеводородной основе. Кроме того, такие жидкости обладают низким коэффициентом инфильтрации и способны создавать более протяженные трещины.

Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) обеспечивать формирование трещин большой протяженности при минимальных затратах;
- 2) обеспечивать высокую несущую способность песка (проппанта), достаточную для транспортирования и рав-

номерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин;

3) обладать низким гидравлическим сопротивлением и достаточной сдвиговой устойчивостью для обеспечения максимально возможной в конкретных геолого-технических условиях скорости нагнетания жидкости;

4) не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта;

5) обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке;

6) легко удаляться из пласта после проведения процесса;

7) обладать регулируемой способностью деструктироваться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твердого осадка, снижающего проводимость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего материала в трещине гидроразрыва.

Технология обычных ГРП осуществляется по следующей схеме.

Для проведения обычных ГРП в скважину на НКТ опускают пакер, который делит ее ствол на две части и защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от высокого давления. Устье скважины обустраивают арматурой, например 2АУ-700, на рабочее давление до 70 МПа. Все насосные агрегаты (до 10) для нагнетания жидкостей ГРП, например 4АН-700, обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифольда (1БМ-700). Жидкости для ГРП транспортируют автоцистернами вместимостью по 20 м³ либо сливают в стационарный резервуар (по 50 м³) общей вместимостью 100–300 м³. Вспомогательные насосные агрегаты (ЦА-320М) закачивают жидкость в пескосмеситель (4ПА), из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с песком, направляются на выход насосных агрегатов (4АН-700) для нагнетания в скважину.

Чтобы провести ГРП, из скважины поднимают НКТ и другое глубинное оборудование (насосное, газлифтное), шаблонную эксплуатационную колонну, спускают пакер на НКТ и опрессовывают их. Процесс ГРП начинается с проверки приемистости скважины при наименьшем расходе жидкости разрыва, которую постепенно увеличивают, например, от 250 до 450, 900, 1500 м³/сут, вплоть до значения, при котором обеспечивается закрепление трещин (2000–3000 м³/сут). Далее нагнетают жидкость-песконоситель, обычно концентрацией $C_{п}$ песка 50–200 кг/м³. Концентрация зависит от вязко-

сти жидкости. В завершение процесса необходимо вытеснить смесь жидкости с песком из ствола скважины в пласт продавливающей жидкостью и закрыть НКТ, пока давление в скважине не снизится до атмосферного. После поднимают НКТ с пакером и спускают глубинное оборудование для эксплуатации скважины. Обычные ГРП проводят ньютоновскими жидкостями.

Для проведения обычных ГРП требуется закрепляющий (расклинивающий) агент (кварцевый песок) в количестве $Q_{пс} = 10 \div 20$ т, фракции 0,6–1 мм, жидкость разрыва пласта ($V_p = 10 \div 30$ м³), жидкость-песконоситель ($V_{п} = 100 \div 300$ м³), жидкость для продавливания в пласт ($V_{пр}$) песконосителя в объеме той части полости скважины, по которой поступают жидкости. Небольшую часть жидкости-песконосителя без закрепления, нагнетаемую после жидкости разрыва для предварительного раскрытия трещин, называют буферной жидкостью. Жидкость разрыва пласта должна быть совместной с пластовыми флюидами, хорошо фильтроваться в низкопроницаемую породу, не уменьшать ее проницаемости, не греть, быть доступной, недорогостоящей, поэтому часто используют водные растворы ПАВ. Жидкость-песконоситель должна быть совместной с пластовыми флюидами, иметь свойство удерживать песок, плохо фильтроваться сквозь поверхность трещин, не гореть, быть доступной и недорогостоящей. Для обычных ГРП применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % поверхностно-активных веществ и полимеров (ПАА, КМЦ, ССБ).

Для глубокопроницаемых ГРП по технологии ВНИИнефти (С.В. Константинов) применяют неньютоновские жидкости с динамической вязкостью 50–200 мПа·с при скорости сдвига 650–1100 с⁻¹. Также б. ВНИИКРнефтью предложена рецептура на водной основе, содержащая 1–2,5 % КМЦ, 1–3 % хроматов, 0,2–0,7 % лигносульфата, 0,75–2,1 % соли хлорноватой кислоты, которая применяется для пластовых температур 60–150 °С. Новые типы песконосителей разработаны на Украине. Продавливающая жидкость должна быть маловязкой и не гореть. Обычно применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % ПАВ.

Для закрепления трещин в скважинах глубиной до 3000 м, как установлено практикой, пригоден кварцевый песок. В скважинах большей глубины, где обычно горное давление превышает 50–70 МПа, следует использовать более крепкие закрепители-проппанты.

Основными технологическими параметрами для контроля

за процессом ГРП являются темп и объем закачки, устьевое давление, концентрацию расклинивающего материала (песка, пропана) в суспензию.

8.2.2. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ГРП

При проектировании и для интерпретации результатов обработки призабойной зоны большой мощности на многопластовых месторождениях необходимо иметь представление о характере проникновения рабочих жидкостей в продуктивные пласты.

При исследованиях изменения профилей приемистости сводовых скважин Долинских месторождений с изменением давления нагнетания установлено, что с увеличением давления и расхода нагнетаемой жидкости происходит увеличение охвата разреза заводнением за счет увеличения эффективной мощности (расширения интервалов поглощения) и вследствие включения в работу новых интервалов. Подобное следует, очевидно, ожидать и при закачке кислоты с высокими расходами, поэтому с целью увеличения охвата разреза кислотным воздействием надо стремиться увеличивать расход и давление.

Раскрытие трещин при нагнетании жидкости в скважину принято изучать по индикаторным кривым. Для нагнетательных скважин индикаторные кривые строят по результатам исследования при установившихся режимах. В процессе кислотной обработки и ГРП, когда закачка в скважину происходит всего в течение нескольких (2–4) часов, представляет интерес установление промежутка времени, достаточного для получения в рассматриваемых условиях квазиустановившегося режима поглощения.

Многочисленные исследования приемистости в Предкарпатье показали, что при расходе $225 \text{ м}^3/\text{сут}$ это время обычно не превышает 8–15 мин, а с увеличением расхода в 2–4 раза может иногда возрасть. О плохой связи скважин с пластом можно судить по наблюдениям темпа снижения давления после прекращения закачки жидкости в скважины. Для перераспределения давлений требуется много времени, и поэтому темп снижения его в скважинах обычно не высок.

Многократное, в 6–10 раз, увеличение коэффициентов приемистости при давлении на устье 19–21 МПа по сравне-

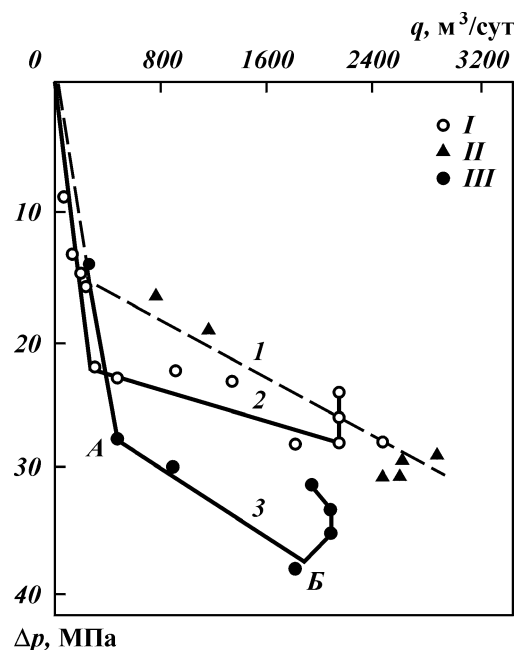


Рис. 8.1. Индикаторные кривые ГРП:
 I, II, III — режимы, при которых производилась закачка песка в пласт;
 Δp — репрессия на пласт при ГРП; q — расход жидкости; 1 — скв. 604Д; 2 — скв. 270Д; 3 — скв. 203Д

нию с приемистостью при давлениях закачки 15 МПа свидетельствует о раскрытии трещин.

Изменение приемистости скважин при высоких расходах можно проследить по индикаторным кривым ГРП, характерным для местных условий (рис. 8.1 и 8.2), которые анализировали по данным 15 ГРП (Долинское месторождение, Украина).

Анализ индикаторных кривых ГРП (кривые давление — расход) показывает, что изменение забойного давления происходит по-разному. В одних случаях на протяжении всего ГРП наблюдается только рост давления (см. рис. 8.1, кривая 1), а в других — его снижение. Снижение давления иногда происходит медленно (см. рис. 8.1, кривые 2, 3; см. рис. 8.2, кривая 2), а в некоторых случаях очень быстро, скачком (см. рис. 8.2, кривые 1, 3, 4).

Параметром, с помощью которого управляют процессом ГРП, в рассмотренных случаях являлся расход. В связи с этим индикаторные кривые разделяют на несколько областей, соответствующих определенным диапазонам расхода.

При изменении расхода в пределах первого диапазона (см. рис. 8.1, 8.2, интервал 0 — А) происходит рост забойного дав-

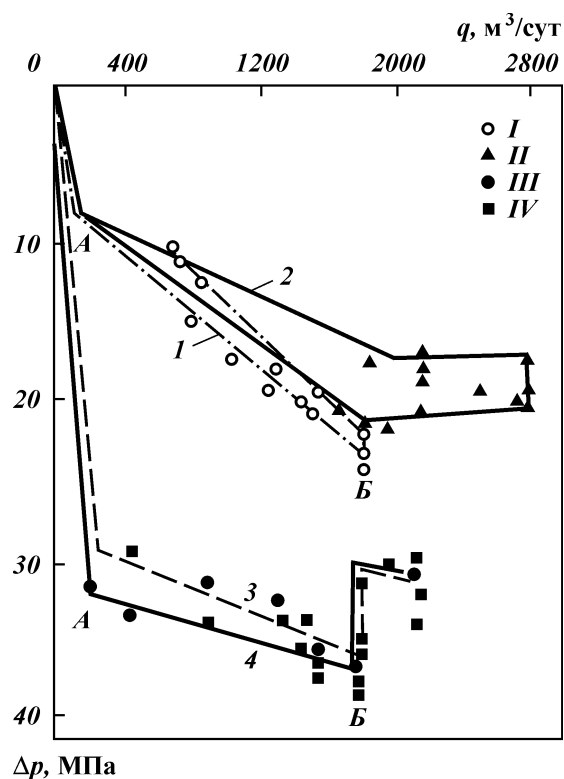


Рис. 8.2. Индикаторные кривые ГРП:

I, II, III, IV – режимы, при которых производилась закачка песка в пласт; Δp – репрессия на пласт при ГРП; q – расход жидкости; 1, 2 – скв. 505Δ; 3 – скв. 549Δ; 4 – скв. 282Δ

ления до значения, достаточного для раскрытия естественных трещин. На графиках этот участок кривой по причинам, вызванным масштабом, показан условно прямым. Во втором диапазоне расхода (интервал А–Б) дальнейшее его увеличение вызывает пропорциональный рост давления. В этом диапазоне раскрытия новых трещин и развития существенных, по-видимому, не происходит. Поэтому давление в точке А близко к давлению, при котором заканчивается процесс открытия естественных трещин.

Индикаторные кривые (Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук), на которых наблюдается рост давления на протяжении всего ГРП, получены по большинству процессов, особенно (73 %) в

скважинах, эксплуатирующих менилитовые и манявские отложения. В этих процессах среднее количество песка на одну операцию наибольшее, средний расход также высок по сравнению с другими типами процессов. Имелись случаи, когда в скважины закачивали 7–17 т песка (см. рис. 8.1, кривая 1) без заметного повышения давления на устье, что возможно только при наличии очень развитой системы естественных трещин большой емкости. В то же время, несмотря на закачку столь больших объемов песка, показатели эффективности этих процессов очень низкие. По-видимому, это вызвано тем, что стенки трещин закупорены битумом и минеральным заполнителем или раскрывались в аргиллитах и поэтому малопроницаемы. Все это очень усложняет выбор эффективных методов интенсификации по названным залежам.

В ряде случаев на индикаторных кривых за участком кривой А–Б наблюдается медленное снижение давления. Это отмечается при постоянном расходе без закачки песка (см. рис. 8.1, кривая 2; см. рис. 8.2, кривая 2), а также при наращивании расхода (см. рис. 8.1, кривая 3). Начало снижения давления наблюдалось, например, по скв. 270Д на 40-й мин от начала процесса после закачки в пласт 60 м³ воды и 2 т песка при концентрации песка около 30 кг/м³ и расходе воды 1800 м³/сут. Снижение давления происходило в течение 50 мин. По скв. 203Д снижение давления началось на 30-й мин от начала ГРП после закачки 30 м³ воды без песка. В конце этого процесса в пласт было закачено 1,7 т песка при расходе 2050 м³/сут и значительно меньшем давлении. Медленное снижение давления происходило в шести операциях ГРП, из них в четырех после закачки 1,2–2,0 т песка и в двух во время закачки воды. Медленное снижение давления происходило после закачки в пласт больших объемов жидкости, преимущественно с песком, и при значительных расходах. Причиной этого, по-видимому, являются размыв и унос из уже открытых при данных давлениях трещин загрязняющего материала и их абразивная очистка. Одновременно происходит и закрепление трещин, что повышает эффективность процессов.

Так как достоверность выводов об ориентации трещин на основе геофизических измерений недостаточна и проведение непосредственных измерений для оценки ориентации трещин в конкретных условиях невозможно, применяют косвенные методы. При этом необходимо учитывать следующее:

изменение давления раскрытия трещин с изменением пла-

стового давления или сдвиг индикаторных кривых по методике Ю.П. Желтова;

характер изменения давления при развитии трещин с увеличивающимся или постоянным расходом;

сведения о форме структуры, условиях ее образования, характере нарушений, трещиноватости пород;

исследование давления раскрытия трещин, оценка горного давления.

Оценка размеров вертикальных трещин, раскрывающихся при ГРП, с использованием фильтрующих жидкостей, продавливания и кислотной обработки скважины выполнена по теории А.С. Христиановича и Г.И. Баренблата.

Глушение скважин — это технологический процесс, в результате которого создается противодействие на пласт и прекращается добыча пластового флюида. Он предшествует капитальному и текущему ремонту скважин.

9.1. ÒÐÃÁÍÃÀÍÈß Ê ÆÈÃÊÎÑÒß Ì ÃËÓØÁÍÈß ÑÊÂÀÆÈÍ

После капитального или текущего ремонта почти во всех скважинах отмечается снижение продуктивности вследствие загрязнения продуктивного пласта при глушении и собственно ремонте. Одна из основных причин снижения продуктивности скважин после ремонта — несоответствие применяемых жидкостей глушения (ЖГ) геологическим условиям. Жидкости глушения должны подбираться из условий нанесения минимального ущерба продуктивному пласту и обеспечения проведения необходимых операций по ремонту и измерениям в скважине. Воздействие жидкости глушения на продуктивный пласт происходит с помощью двух механизмов: химического и механического. Примером смешанного или химического воздействия является процесс глинизации пласта и его закупорки жидкостями. Механическое воздействие на пласт проявляется в закупорке пласта по стенке скважины и в призабойной зоне или в нарушении структуры пласта.

Основные требования к жидкостям глушения состоят в том, чтобы они имели плотность, достаточную для обеспечения необходимого противодействия на пласт, обеспечивали максимальное сохранение коллекторских свойств пласта, регулируемость технологических свойств (взрыво- и пожаробе-

зопасность, термостабильность) и успешное проведение различных операций, а также были технологичными в приготовлении и использовании. Главные компоненты жидкостей глушения: жидкость (фильтрат), закупоривающие частицы, добавки различного назначения. Для низкопроницаемых коллекторов используются жидкости без твердой фазы.

Для выбора жидкости глушения учитывают ряд факторов: снижение набухания глин, температура замерзания, коррозионная стойкость, совместимость с пластовыми жидкостями, плотность, возможная опасность для персонала и окружающей среды.

Выбор концентрации добавок солей к воде для приготовления различных жидкостей глушения с целью достижения ингибирования глин рекомендуется осуществлять в следующих пределах: 5–10 % NaCl, 1–3 % CaCl₂, 1–3 % KCl.

Плотность растворов (в г/см³) может составлять: NaCl 1,0–1,17; CaCl₂ 1,0–1,39; смесь NaCl и CaCl₂ 1,2–1,4; KCl 1,0–1,16; смесь CaCl₂ и CaBr₂ 1,4–1,81. Верхний предел плотности устанавливается исходя из условий растворимости при рабочей температуре или из условий замерзания, или из условий создания необходимого противодавления на пласт. Жидкость глушения может быть плохо совместимой с пластовыми водами. В этом случае есть опасность снижения проницаемости из-за выпадения осадка в пористой среде. Скорость коррозии труб жидкостями глушения считается приемлемой и безопасной, если составляет 0,125 мм в год. Наиболее распространенной в настоящее время жидкостью глушения является раствор NaCl. Значительно реже в качестве жидкости глушения используют растворы CaCl₂.

Однако использование этих материалов не обеспечивает сохранения, а тем более улучшения коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных терригенными отложениями. В условиях низкопроницаемых заглинизированных коллекторов применение упомянутых жидкостей глушения приводит к значительному снижению продуктивности скважин после глушения, увеличению продолжительности процесса вызова притока после ремонта.

В качестве рабочих жидкостей для заканчивания и ремонта скважин наряду с растворами NaCl, CaCl₂ предлагается использовать растворы KCl, Na₂SO₄, Na₂CO₃, NaHCO₃, CaBr₂, K₂CO₃ и их смеси, а также водный раствор K₃PO₄.

Как показали проведенные в б. ВНИИКРнефти исследования для искусственных кернов (спрессованная смесь песка, 0,5 % глины, 3 % мела), значения коэффициента восстановле-

ния проницаемости β для растворов KCl , Na_2SO_4 , Na_2CO_3 , $NaHCO_3$, K_2PO_4 составляют 95–100 %, для $CaBr_2$ — до 85 %, для K_2CO_3 — 115–120 %.

Таким образом, из названных реагентов только раствор K_2CO_3 является обрабатывающим, способным не только восстанавливать, но и улучшать проницаемость глинистого песчаника-коллектора.

Причиной этой способности у раствора K_2CO_3 объясняется высокой активностью ионов калия и относительно небольшим (например, по сравнению с ионом хлора у KCl) гидратным числом у иона CO_3 . Поэтому при ионообмене с глинистыми минералами K_2CO_3 образует более тонкие (чем KCl) гидратные оболочки на глинистых частицах, в результате чего обеспечивается повышение пористости и соответственно проницаемости заглинизированных песчаников.

К утончению гидратных оболочек глинистых частиц приводит их обработка водными растворами комплексонов. В частности, в 1,6–1,7 раза уменьшается коэффициент набухания глин, обработанных 1%-ным раствором НТФ, по сравнению с коэффициентом набухания глины в воде.

Обработке неглубоких водозаборных скважин с помощью растворов различных реагентов: гидразина соляно-кислотного ($N_2H_4 \cdot 2HCl$), гидразина сернокислого ($N_2H_2 \cdot H_2SO_4$), перекиси водорода (H_2O_2), смесей $N_2H_2 \cdot H_2SO_4$ и H_2O_2 , Na_2CO_3 и H_2O_2 , NH_4HCO_3 и H_2O_2 , $(NH_4)_2CO_3$ и H_2O_2 , $N_2H_2 \cdot H_2SO_4$ и $NaHSO_4$ (бисульфат натрия) (по 260 скважинам сельскохозяйственного водоснабжения) свидетельствуют об увеличении их дебитов в среднем на 46 %. При этом следует иметь в виду, что обработка реагентами осуществляется в комплексе с виброобраткой скважин низкочастотными колебаниями или вакуумным воздействием.

В качестве жидкостей глушения используются пена, метанол, дизтопливо, сырая нефть, эмульсионные растворы, минерализованная различными добавками (KCl , $NaCl$, $CaCl_2$, $CaBr_2$) вода.

Известно также использование твердых частиц, растворимых в кислотах, в качестве добавок к жидкостям для заканчивания скважин. Кольматация призабойной зоны пласта твердыми частицами является одним из основных факторов потери ее проницаемости. Вероятно, отмеченное использование кислоторастворимых частиц в составе жидкостей глушения в случаях проведения ремонтных работ с наличием твердой фазы в интервале продуктивного пласта (например, при проведении перфорационных работ) является одним из воз-

можных путей сохранения естественной проницаемости призабойной зоны.

В качестве жидкости глушения предложено использование электролитов (из группы Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Zn^{++} , Br^+ и их смесей), неионных полимеров, растворимых в воде и малочувствительных к катионам (типа гидроксипропилцеллюлозы) и кислоторастворимой добавки меда (диаметр частиц равен 1/3 диаметра под коллекторы). Жидкость готовится в следующем порядке: рассол (40 г/л), полимерный раствор (1,5–7 г/л) совместно с CaCO_3 (25–100 г/л). Плотность жидкости регулируется от 0,9 до 1,8 г/см³ путем ввода дизельного топлива или CaCO_3 с электролитом.

Для глушения используют широкий спектр флюидов, рассолы (KCl , NaCl и др.), эмульсионные растворы, сырую нефть, дизельное топливо, метанол, природный газ, пену, воздух.

Нефть и нефtezмульсионные растворы могут с успехом применяться в качестве жидкостей глушения в пластах с водочувствительными глинами и в зависимости от геологических условий. Однако повышенная пожароопасность и сложность приготовления являются причинами, препятствующими их широкому внедрению. Известно и применение для глушения скважин с водочувствительными глинами в коллекторе растворов на нефтяной основе, представляющих собой смеси окисленного битума, органических кислот, щелочи, стабилизатора и дизельного топлива. Битум диспергируется до коллоидного состояния в дизельном топливе и служит для снижения фильтратоотдачи. С той же целью используется и разновидность раствора на нефтяной основе — меловая эмульсия. Значительного распространения эти растворы не нашли по указанным причинам.

Если при глушении скважины, вышедшей в ремонт, менять жидкость, обладающую одновременно свойствами задавочной жидкости (регулируемые плотность, вязкость, статическое напряжение сдвига) и растворяющей способностью к парафинистым и асфальтосмолистым отложениям, то операцию обработки призабойной зоны можно совместить с подземным ремонтом. Такой технологической жидкостью является обратная эмульсия, содержащая в дисперсионной среде необходимое количество углеводородного растворителя, способного отфильтровываться без разрушения эмульсии.

Эффективность обработки призабойной зоны продуктивного пласта обратной эмульсией, обладающей растворяющей

ми свойствами, превышает эффективность обработки пласта чистым углеводородным растворителем.

Жидкости глушения на основе водных растворов солей, хотя и считаются растворами без твердой фазы, на практике содержат твердую фазу, представляющую собой механические примеси в воде затворения, в связи с тем, что:

твердые частицы могут содержаться в воде, когда она берется из рек и водоемов;

может быть загрязнен товарный продукт — соль;

примеси могут проникать в воду из поверхностных емкостей и оборудования;

возможны твердые частицы физико-химического происхождения из-за осаждения некоторых соединений непосредственно в скважине.

Механические примеси существенно снижают проницаемость пористой среды. При фильтрации воды через песчаник проницаемостью $0,45 \text{ мкм}^2$, даже тщательно очищенная вода вызывает снижение проницаемости: вода, очищенная через 2-мкм хлопковый фильтр, снижает проницаемость на 20 %. В промышленных условиях вода с содержанием твердых частиц $10\text{--}15 \text{ мг/л}$ считается "чистой", однако такая вода способствует снижению проницаемости упомянутого песчаника на 90 %. При обратной фильтрации восстановление проницаемости составляет всего 30 %. Для достижения требуемой чистоты жидкостей глушения применяют соответствующие системы их очистки.

Наиболее податливыми к разрушению полимерами, применяемыми в промышленной практике, являются материалы на основе целлюлозы: гидроксипропилцеллюлоза, карбоксиметилцеллюлоза, крахмал, гуаровая смола и некоторые биополимеры. Для их последующего разрушения, удаления и очистки скважины применяются кислоты, а также окисляющие полимеры, уменьшающие вязкость. Среди полимеров целлюлозы гидроксипропилцеллюлоза при разрушении образует минимальное количество нерастворимых остатков, в то время как крахмал и гуаровая смола образуют нерастворимые остаточные продукты в количествах, которые могут заметно кольматировать коллектор. Нерастворимые остатки полимеров разрушаются термическим способом либо тщательной промывкой пласта.

В б. ВНИИКРнефти разработана ЖГ для скважин месторождений Главтюменнефтегаза на основе водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция. Жидкость плотностью $1,60 \text{ г/см}^3$ кристаллизуется при минус $8\text{--}16 \text{ }^\circ\text{C}$; плотностью

1,45 г/см³ — ниже 50 °С. Вязкостные и фильтрационные свойства жидкости до температуры 100 °С можно регулировать добавкой крахмального реагента, а до 150 °С — оксиэтилцеллюлозы. Рассол может быть использован при глушении скважин, склонных к нефтегазопроявлениям и поглощению ЖГ. Ингибирующая способность жидкости по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта на порядок выше, чем у ингибированных буровых растворов соответствующей плотности, включая известные составы обратных эмульсий.

Разработаны рассолы на основе бромсодержащих солей плотностью выше 1,60 г/см³. Наиболее перспективным компонентом таких жидкостей считается бромид кальция. Растворы на его основе могут достигать плотность 2,20 г/см³ (в смеси с другими солями); они коррозионно-инертны, малотоксичны.

В качестве ЖГ плотностью до 1,81 г/см³ можно использовать раствор для приготовления ЖГ, который, кроме бромида кальция и воды, содержит гидроксид кальция и свободный аммиак. Эти добавки обеспечивают снижение коррозионной активности и повышение термостойкости жидкости.

Б. ВНИИКРнефтью совместно с ВНИИЙодобромом разработаны составы рассолов на основе смеси бромида кальция с другими его солями. Например, если плотность 60%-ного раствора бромида кальция при температуре 25 °С 1,86 г/см³, то плотность раствора из смеси бромида кальция (48 %) и хлорида кальция (14,3 %) равна 1,87 г/см³. Наибольшая плотность (2,20 г/см³) у водного раствора бромида кальция и бромида цинка. Смешение двух-трех солей позволяет не только повысить плотность рассолов, но и на 20—25 % снизить расход бромида кальция. Растворы на основе бромида кальция обладают высоким ингибирующим действием по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта.

Преимущества рассолов повышенной плотности по сравнению с утяжеленными глинистыми растворами были подтверждены в промышленных условиях как при перфорации скважин, так и при их глушении.

Для регулирования технологических свойств рассолов на основе бромида кальция были апробированы аминодекстрин, модифицированный крахмал, оксиэтилцеллюлоза. Обработка раствора бромида кальция плотностью до 1,50 г/см³ аминодекстрином и модифицированным крахмалом обеспечивает регулирование вязкости и фильтрационных свойств при температуре до 100 °С. Свойства рассолов плотностью 1,50—

1,80 г/см³ эффективно регулируются добавкой модифицированного крахмала. Свойства рассола плотностью до 1,70 г/см³ изменяются добавкой оксиэтилцеллюлозы. Этот реагент термостабилен до температуры 150 °С; расход его значительно ниже, чем двух предыдущих. Значения фильтрации рассолов на основе бромидов кальция хорошо регулируются комбинированным вводом оксиэтилцеллюлозы и карбонатов (мел, известняк, сидерит).

Сокращение потерь (ухода) жидкости глушения в результате поглощения в пласт может быть достигнуто добавкой растворимых твердых частиц, создающих временно корку на стенках скважины. Корка не дает возможности загрязнить пласт и в то же время позволяет быстро очистить призабойную зону скважины, нанеся минимальный ущерб проницаемости пласта.

В практике работ применяют растворимые твердые частицы двух типов: растворимые в кислотах и нефти. К первому типу относятся уже упомянутый карбонат кальция (мел) и карбонат железа (сидерит), применяемые для борьбы с поглощениями солевых растворов. Эти добавки предотвращают проникновение в пласт нерастворимых твердых частиц. Наиболее широко применяют мел, так как он в 30 раз быстрее растворяется в кислоте, чем сидерит. Ко второму типу относятся смолистые вещества, которые применяют там, где нет необходимости или противопоказано проводить солянокислотные обработки, так как эти вещества растворяются в сырой нефти и газоконденсате.

Растворимые в нефти смолы используют совместно с полимерами на вязкозной основе, которые сводят до минимума потери жидкости при глушении и ремонте скважин. Нефтерастворимые смолы образуют на стенке скважины тонкую фильтрационную пленку, которая не обладает естественным структурным натяжением, быстро и полностью разрушается при движении пластовых флюидов к забою скважины под действием депрессии на пласт. Нефтерастворимые смолы могут применяться при всех видах солевых растворов и остаются стабильными при температуре на забое скважины до 120–150 °С.

Выводы:

на проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов существенное влияние оказывает химическая природа жидкости глушения;

определяющим фактором в проблеме сохранения коллекторских свойств пласта, наряду с химической природой жид-

кости глушения, является наличие в ней механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм;

наиболее технологическими и безопасными в применении из-за простоты приготовления и невзрывоопасности являются солевые растворы на водной основе без твердой фазы;

разработка новых эффективных составов жидкостей глушения может осуществляться на основе водных растворов химических соединений с повышенными ингибирующими способностями по отношению к глинистой фазе коллектора, а также растворов на этой основе, содержащих растворимую твердую фазу;

применение новых составов жидкостей глушения на водной основе "без твердой фазы" должно сопровождаться очисткой (раствора, используемого оборудования, скважины), при которой в призабойную зону исключается проникновение нерастворимых твердых мехпримесей с диаметром частиц 2 мкм.

9.2. АУАІД ЊІЊÒÀÀІА ÆÈÆÈÎЊÒÆÆЁОАІÈВ

Проблема наиболее полного использования добычных возможностей скважин в последние годы становится все более актуальной, так как условия разработки месторождений углеводородов усложняются в связи с вводом в эксплуатацию низкопродуктивных залежей. Основными условиями обеспечения наиболее полного решения этой задачи являются сохранение и улучшение коллекторских свойств пласта в процессе воздействия на него при заканчивании и ремонте скважин. Решение этой задачи не может быть обеспечено без правильного выбора солевых составов, используемых в качестве жидкостей глушения и перфорации. Необходимые требования к ним следующие: сохранение и увеличение естественной проницаемости продуктивного пласта; плотность, обеспечивающая безопасность проведения работ; низкая коррозионная активность; отсутствие механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм; экологическая безопасность. Однако наряду с соблюдением всех перечисленных требований, определяющим при выборе является положительное влияние на проницаемость продуктивного пласта. Таким образом, наиболее перспективными для использования в качестве жидкостей глушения и перфорации являются

солевые растворы без твердой фазы, обеспечивающие ингибирование глинистых минералов и сводящие к минимуму потерю проницаемости, связанную с набуханием глин.

Результаты изучения данной проблемы приводят к следующим выводам.

1. В качестве жидкостей глушения и перфорации, не снижающих проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов, могут быть рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие части размером более 2 мкм) на основе поташа (K_2CO_3) с добавками комплексонов (НТФ, ОЭДФ), так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость кернового материала.

2. Солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью.

3. Температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей глушения.

9.3. òÀÕ í îĖĖĖ ĄĖóøĀ í ĖĖ ĤĖĀĀĖ Ė í ĬĀ í Ĭ Ė

При низких пластовых давлениях, составляющих менее половины гидростатического, для предотвращения загрязнения призабойной зоны положительные результаты дает применение трехфазных пен в качестве рабочих жидкостей для глушения скважин. Для примера рассмотрим их применение в сложных геолого-физических условиях Кубани.

Для горно-геологических условий месторождений Краснодарского края, характеризующихся большими глубинами залегания продуктивных горизонтов, высокими забойными температурами, большим скоплением в стволах скважин пластовых флюидов (вода, газоконденсат), возможностью частичного проникновения трехфазных пен в пласт и другими факторами, потребовалась разработка усовершенствованной технологии глушения скважин, предусматривающая применение, кроме трехфазных пен, газоконденсата и двухфазных пен для разрушения пены в призабойной зоне при освоении скважин и удаления жидкости из ствола скважин при их глушении.

Кроме того, для уменьшения отрицательного влияния трехфазной пены на призабойную зону из-за высоких пластовых температур потребовалось создание методики расчетов

процессов глушения, а также разработка табличных справочных материалов для упрощения использования разработанной технологии в промышленных условиях.

Пены представляют собой дисперсные системы, состоящие из ячеек — пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости. Газ рассматривается как дисперсная фаза, а жидкость — как непрерывная дисперсионная среда. Разделяющие пузырьки газа жидкие пленки образуют в совокупности пленочный каркас, являющийся основой пены.

Для получения пены в системе жидкость — газ обязательно присутствие поверхностно-активных веществ. Молекула ПАВ состоит из гидрофобной части и способного гидратироваться остатка — гидрофильной группы. Адсорбируясь на поверхности раздела жидкости с газом (воздухом), молекулы ПАВ образуют своеобразный поверхностный слой, в котором они располагаются определенным образом. Ориентация происходит так, что гидрофильная часть молекулы находится в водной фазе, а гидрофобная часть направлена в сторону газовой среды.

Добавка к жидкости ПАВ приводит к снижению поверхностного натяжения, которое представляет собой работу, необходимую для образования единицы новой поверхности. Механизм образования пузырька пены сводится к образованию адсорбционного слоя на межфазной поверхности газообразного включения в жидкой среде, содержащей ПАВ. При выходе пузырьков на поверхность раствора он окружается двойным слоем ориентированных молекул.

Структура пен определяется соотношением объемов газовой и жидкой фаз, и в зависимости от этого соотношения ячейки пены могут иметь сферическую или многогранную форму.

Пенную систему характеризуют следующие свойства:

пенообразующая способность раствора ПАВ — объем или высота столба пены, которая образуется из определенного объема пенообразующей жидкости при соблюдении заданных условий в течение данного времени;

кратность пены — отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости, пошедшей на ее образование;

устойчивость или стабильность пены — время существования (жизни) элемента пены (отдельного пузырька, пленки) или определенного ее объема;

плотность пены изменяется в широких пределах и зависит от плотности пенообразующей жидкости, степени аэрации α_0 и условий, в которых она определяется (давление, температура);

коэффициент эжекции V_0 — объем газа, приходящийся на единицу объема пенообразующей жидкости при давлении смешанного потока (в случае применения эжектора);

пластическая прочность p_t или статическое напряжение сдвига $Q(\tau)$;

прочность предельно разрушенной структуры, определяемая на коническом пластометре или приборе СНС-2;

дисперсность пен, которая может быть задана средним размером пузырька, распределением пузырьков по размерам или поверхностью раздела раствор — газ в единице объема пены.

9.3.1. ΟΙΘΟΑΕΑ ΝΑΙ ΕΝΘΑΑ ΙΑΙ ΙΘΕ ΟΕΘΕΟΕΒΟΕΕ Α ΝΕΑΑÆΕ ΙΑ

Практика проведения работ по глушению и освоению скважин с применением трех- и двухфазных пен показывает, что после прекращения закачки пены в скважину происходит ее перелив как из трубного пространства, так и межтрубного. Известно, что в результате перелива забойное давление может быть снижено более чем на 50 % по сравнению с давлением, которое наблюдалось при циркуляции (В.А. Амиян, Н.П. Васильева).

Причины перелива пены из скважины после прекращения циркуляции следующие:

упругое расширение пены в результате снижения давления на значение гидравлических потерь на трение;

температурное расширение пены в результате прогрева до температуры окружающих скважину горных пород;

дополнительное температурное расширение пены за счет получения дополнительного количества теплоты, компенсирующего снижение температуры в результате уменьшения давления.

Все эти процессы происходят одновременно, и перелив пены прекращается при условии равенства суммарной энергии, приводящей к увеличению объема пены, потерям энергии на трение в результате движения пены.

Исходя из этих положений, с целью предотвращения перелива пены из скважины технология глушения скважин должна предусматривать закачку определенного количества бурового раствора как в межтрубное пространство, так и в трубное. Гидростатическое давление столба бурового раствора должно компенсировать давление, развиваемое пеной, в

результате температурного, упругого и дополнительного температурного расширения.

В общем виде это может быть выражено следующей зависимостью:

$$p_{\text{гр}} = p_{\text{тр п}} + p_{\text{тр}} a + p_i$$

где $p_{\text{гр}}$ — необходимое гидростатическое давление столба бурового раствора для предотвращения перелива пены; $p_{\text{тр п}}$ — потери давления на трение при переливе пены; a — коэффициент запаса энергии пены; p_i — давление, создаваемое пеной в результате температурного расширения.

Значение $p_{\text{гр}}$ определяется на основе промысловых данных по технологии глушения.

9.3.2. АЭЕВІЕА ІАІ Ū ІА ІДІ ІЕŌАА І ІŃŌŪ І ІДЕCŌІЕ ŃĐААŪ

Закупоривающие свойства пен объясняются следующими физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт:

разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции ПАВ;

прилипанием пузырьков пены к гидрофобизованной поверхности поровых каналов;

проявлением эффекта Жамена;

электровязкостными свойствами пен;

увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Таким образом, можно сделать вывод, что пена проникает в пласт на небольшую глубину и для дальнейшего ее проникновения необходимо приложить значительные градиенты давления.

Наряду с высокими закупоривающими свойствами устойчивые пены обладают и низкой водоотдачей, а это значит, что и проникновение фильтрата в пласт будет значительно меньше, чем при использовании обычных жидкостей; водоотдача пен в 3–6 раз меньше, чем водоотдача исходных буровых растворов.

9.3.3. ŌАŌ І ІЕ ІАЕВ АЕŌŌАІЕВ ŃЕАААЕ І ŌĐАŌŌАÇ І ІЕ ІАІ ІЕ

Исходя из рассмотренных свойств трехфазных пен (закупоривающие свойства пен, изменение гидроста-

тического давления на забое заполненной пеной скважины, водоотдача пен и др.), а также промысловых исследований разработана следующая технология глушения ими скважин применительно к горно-геологическим условиям разработки газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края.

В остановленную скважину через межтрубное или трубное пространство закачивается объем пены, достаточный для создания давления, равного $(0,5+0,7)p_{\text{пл}}$ (рис. 9.1, а). Для того чтобы предотвратить проникновение пены в продуктивный пласт, сумма давления столба пены $p_{\text{гп}}$ и давления на устье скважины $p_{\text{б}}$ должна равняться пластовому давлению $p_{\text{пл}}$:

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{гп}} + p_{\text{б}} = p_{\text{пл}}. \quad (9.1)$$

После закачки пены скважина закрывается на время τ , достаточное для ее прогрева. При этом давление на устье скважины поддерживается постоянным ($p_{\text{б}} = \text{const}$), а давление на забое в результате структурообразования и других факторов снизиться до значения (рис. 9.1, б)

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{б}} + p_{\text{гп}} + \frac{4H_1\theta(\tau)}{D-d}, \quad (9.2)$$

где $p_{\text{б}}$ — давление на головке скважины; $p_{\text{гп}}$ — гидростатическое давление столба пены высотой H_1 ; $\theta(\tau)$ — статическое напряжение сдвига пены к моменту времени τ ; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны; d — наружный диаметр НКТ.

К этому времени газ может частично поступить в ствол скважины и оттеснить пену из призабойной зоны. Через промежуток времени как в трубное, так и в межтрубное пространство закачиваются объемы бурового раствора, необходимые для создания нужного давления.

Суммарное гидростатическое давление столбов пены $p_{\text{гп}}$ и бурового раствора $p_{\text{гр}}$ при полностью разрушенной структуре должно превышать пластовое $p_{\text{пл}}$ в 1,2 раза, т.е. (рис. 9.1, в)

$$p_{\text{гп}} + p_{\text{гр}} = 1,2 p_{\text{пл}}. \quad (9.3)$$

Вследствие того, что не все давление, создаваемое столбом бурового раствора, передается на забой и что произойдет "зависание" бурового раствора и пены, фактическое давление (рис. 9.1, е)

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{гп}} + p_{\text{гр}} + \frac{4H_1\theta_{\text{п}}(\tau'_1)}{D-d} - \frac{4H_2\theta_{\text{р}}(\tau')}{D-d} \leq p_{\text{пл}}. \quad (9.4)$$

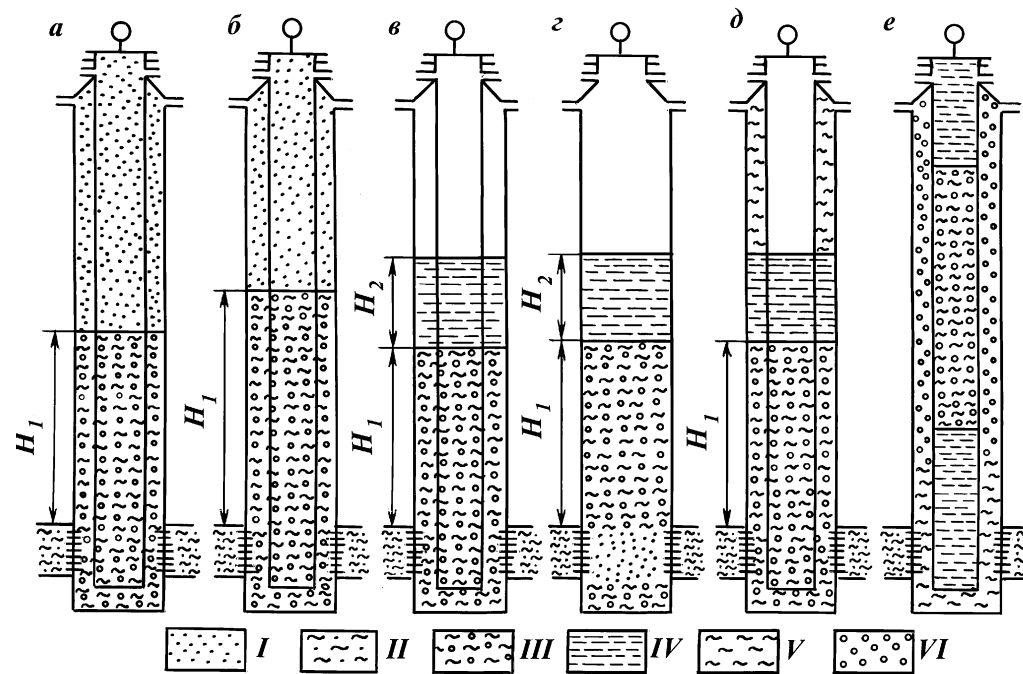


Рис. 9.1. Схема глушения скважины трехфазной пеной:

I — газ; II — продуктивный пласт; III — трехфазная пена; IV — глинистый раствор; V — газоконденсат; VI — двухфазная пена

Несмотря на то что к моменту времени τ'_1 $p_{\text{заб}} \leq p_{\text{пл}}$, движения пены и бурового раствора не произойдет, так как после разрушения структуры пены и раствора $p_{\text{заб}}$ будет равно $1,2p_{\text{пл}}$.

После проведения необходимых ремонтных работ и спуска НКТ проводится освоение скважины двухфазной пеной. Перед освоением в межтрубное пространство закачивается газоконденсат. Закачка газоконденсата преследует следующую цель. Если в процессе глушения и проведения ремонтных работ пена практически не контактирует с пластом, то в процессе освоения картина меняется.

Забойное давление в момент восстановления циркуляции (рис. 9.1, г)

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{гп}} + p_{\text{гр}} + \frac{4H_1\theta_1(\tau)}{d} - \frac{4H_2\theta_p(\tau)}{d} > p_{\text{пл}}, \quad (9.5)$$

т.е. создаются условия для контактирования пены с продуктивным пластом. Несмотря на то что время этого контакта незначительное, пена все-таки может проникнуть в пласт на незначительное расстояние. Для разрушения пены, попавшей в пласт, и пены в стволе скважины производится закачка газоконденсата (рис. 9.1, г).

С целью широкого промышленного внедрения разработанной технологии глушения и упрощения расчетов ее проведения в промысловых условиях составлена и утверждена Инструкция по технологии глушения и освоения скважин на месторождениях предприятия "Кубаньморнефтегазпром", находящихся на различной стадии разработки ($p_{\text{пл}} = 0,1+0,8p_r$).

Данной Инструкцией рекомендуется следующая последовательность проведения работ.

На глушение скважины составляет план. В плане указываются цель работ, краткие геолого-технические данные о скважине, необходимые материалы и техника, технология проведения работ и мероприятия по технике безопасности безаварийному ведению работ.

Производится исследование скважины с целью определения эффективности проводимых работ. Приготавливается пенообразующая жидкость. На приготовление пенообразующей жидкости объемом 1 м^3 необходимо $100-125 \text{ кг}$ бентонитовой глины и $10-15 \text{ л}$ $30-40\%$ -ного водного раствора сульфанола. Объем бурового раствора должен быть в $1,5$ раза больше, чем необходимо для приготовления пены и жидкости для продавки пены. Приготовленный буровой раствор из

бентонитовой глины (без сульфонола) оставляется на сутки для полной диспергации глины. Через сутки буровой раствор перемешивается цементировочным агрегатом и к нему добавляется расчетное количество сульфонола. После добавления сульфонола раствор вновь перемешивается по закрытому циклу в течение 1–1,5 ч.

Рассчитываются необходимые технологические параметры для проведения операции.

Определяется объем пенообразующей жидкости, необходимой для приготовления пены из расчета, чтобы ее столб в условиях скважины создал давление (0,5–0,7) от пластового по формуле

$$V_{п ж} = \frac{10(0,5 + 0,7)p_{пл}}{\rho_{п ж}} q + V_{зум}, \quad (9.6)$$

где $V_{п ж}$ — необходимый объем пенообразующей жидкости, м³; $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа; $\rho_{п ж}$ — плотность пенообразующей жидкости, г/см³; q — объем 1 м ствола скважины, м³; $V_{зум}$ — объем зумпфера, м³.

Определяются объемы бурового раствора, необходимые для закачки в трубное и межтрубное пространство с целью предотвращения перелива пены:

для труб

$$V_{тр} = \frac{10(0,5 + 0,7)p_{пл}}{\rho_{п ж}} q_1; \quad (9.7)$$

для межтрубного пространства

$$V_{затр} = \frac{10(0,5 + 0,7)p_{пл}}{\rho_{п ж}} q_2, \quad (9.8)$$

где q_1 — объем 1 м труб, м³; q_2 — объем 1 м межтрубного пространства, м³.

Расчеты проведены для колонн диаметром 0,14, 0,146 и 0,168 мм при различных диаметрах НКТ и пластовых давлениях, а также при различных давлениях, создаваемых пеной и буровым раствором. Плотность пенообразующей жидкости принята 1,06 г/см³, как наиболее часто применяемая на практике.

Затем определяется необходимая степень аэрации пены в нормальных условиях по формуле

$$\alpha_0 = \frac{(1,2p_{пл} + p_0)Z_0T_0}{p_0ZT[1 + K_{п}(1,2p_{пл} + p_0)]}, \quad (9.9)$$

где α_0 — степень аэрации пены в забойных условиях, $\alpha_0 = 1,5 \div 2$; Z, Z_0 — коэффициент сверхсжимаемости газовой фазы пены в забойных и нормальных условиях соответственно; T, T_0 — нормальная и забойная температура соответственно; K_{π} — коэффициент, учитывающий свойства пен, $K_{\pi} = 0,005$.

Для упрощения на практике выбора необходимой степени аэрации проведены расчеты и построены зависимости α_0 от $p_{\text{пл}}$ при условиях $\alpha_p = 1,5$ и $\alpha = 2$, $Z/Z_0 = 1$ и $T_0/T = 298/413 = 0,722$ (рис. 9.2).

Ориентировочно время прогрева пены

$$\tau = \frac{m_{\text{г}} C_{\text{р}}^{\text{г}} \Delta t_1 + m_{\text{ж}} C_{\text{р}}^{\text{ж}} \Delta t_1}{KF \Delta t_{\text{ср}}}, \quad (9.10)$$

где $m_{\text{г}}$ — масса газа, кг; $C_{\text{р}}^{\text{г}}$ — удельная теплоемкость газа, $C_{\text{р}}^{\text{г}} = 0,24$; Δt_1 — разность между конечной и начальной температурой пены; $m_{\text{ж}}$ — масса жидкости; $C_{\text{р}}^{\text{ж}}$ — удельная теплоемкость жидкости, $C_{\text{р}}^{\text{ж}} = 0,9$; K — коэффициент теплоотдачи, $K \approx 5$; F — теплопередающая поверхность; $t_{\text{ср}} = [(t_{\text{пл}} - t_{\text{нач}}) + (t_{\text{пл}} - t_{\text{кон}})]/2$; $t_{\text{пл}}$ — пластовая температура; $t_{\text{нач}}$ — температура пены в момент прекращения ее закачки; $t_{\text{кон}}$ — температуры пены после ее прогрева.

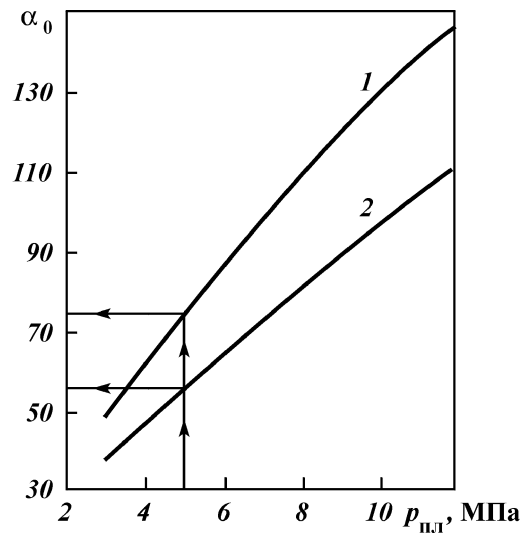


Рис. 9.2. Зависимость степени аэрации α_0 пены от пластового давления $p_{\text{пл}}$:
1 — $\alpha_r = 2$; 2 — $\alpha_p = 1,5$

Точное время прогрева пены определяется для каждого месторождения путем глубинных замеров температуры и давления в процессе глушения скважины и обработки результатов. Практически это время составляет 8–10 ч.

Рассчитывается режим работы агрегатов. Приготовление пены и закачка ее в скважину осуществляются с помощью эжектора. Коэффициент эжекции эжектора

$$u_0 = 0,85 \sqrt{\frac{p_{\text{агр}} - p_{\Gamma}}{p_{\text{см}} - p_{\Gamma}}} - 1, \quad (9.11)$$

где $p_{\text{агр}}$ — давление на входе в эжектор; p_{Γ} — давление газа (воздуха); $p_{\text{см}}$ — давление закачки пены, $p_{\text{см}} = p_{\text{гол}} + (1 \div 2)$; $p_{\text{гол}}$ — давление на головке остановленной скважины.

Уравнение справедливо, когда $p_{\text{гол}} = \text{const}$ и когда расход газа неограничен, т.е. в случае использования газа из шлейфа. Однако с учетом того, что в шлейфе всегда находится пластовая вода и газоконденсат, на практике источником газа (воздуха) является компрессор УКП-80, подача которого составляет 133 л/с и не может полностью обеспечить стабильную работу эжектора. Поэтому, исключая начальный период закачки пены, эжектор работает как смеситель. При этом подача компрессора практически остается постоянной, а производительность агрегата (в л/с) зависит от давления на входе в сопло и определяется выражением

$$Q_{\text{агр}} = \mu f_{p1} 1,4 \sqrt{p_p},$$

где μ — коэффициент, $\mu = 0,9$; f_{p1} — площадь сечения сопла, м^2 ; p_p — давление на входе в сопло, МПа.

Исходя из этого и зная давление на входе в эжектор, можно определить и производительность агрегата. Зная производительность агрегата $Q_{\text{агр}}$ и подачу компрессора Q_{Γ} , можно найти степень аэрации.

Для удобства расчетов построены зависимости степени аэрации α_0 от давления на входе в смеситель (эжектор) для диаметров сопла 4,5 и 5,6 мм (рис. 9.3).

Необходимая плотность пены при заданных степени аэрации и давлении закачки определяется из графика (рис. 9.4).

Производятся подготовительные работы. Глушение осуществляется с использованием цементирующего агрегата, компрессора и эжектора. Для регистрации технологических параметров используется модернизированная станция СКЦ-2М.

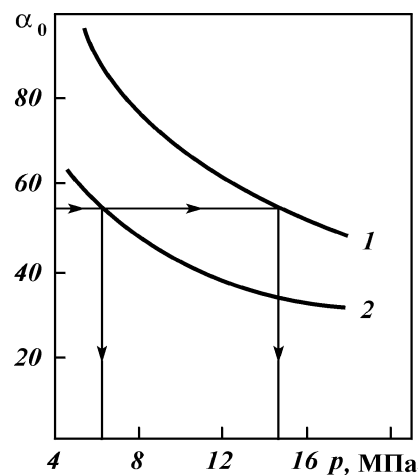


Рис. 9.3. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления на выходе в эжектор p :
1, 2 — диаметр сопла соответственно 4,5 и 5,6 мм

Перед глушением осуществляется обвязка эжектора: выход эжектора через станцию контроля цементирования подсоединяется к трубному (межтрубному) пространству, вход через обратный клапан — к цементировочному агрегату, а приемная камера эжектора через обратный клапан — к компрессору.

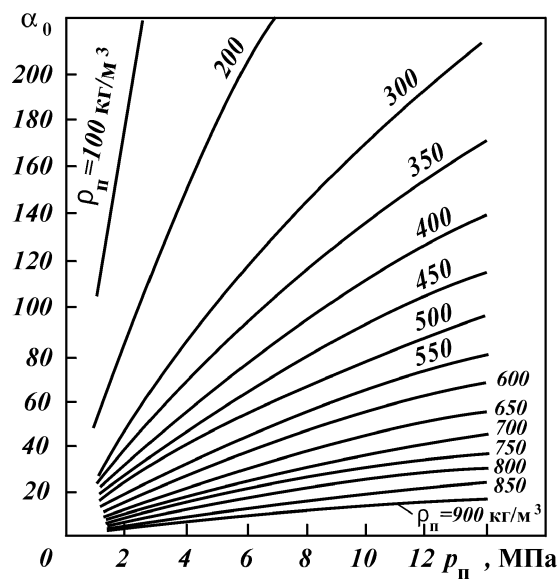


Рис. 9.4. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления $p_{\text{п}}$ при различных значениях плотности $\rho_{\text{п}}$

Соединительные линии опрессовываются на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое рабочее.

На межтрубном и трубном пространстве устанавливаются манометры.

Скважина отключается от коллектора.

С целью удаления жидкости (вода, газоконденсат), скопившейся на забое, перед глушением скважину промывают двухфазной пеной; для этого через скважину прокачивают 3–5 м³ пенообразующей жидкости (0,7–1%-ный водный раствор ПАВ – сульфонол), превратив ее в пену плотностью 100–300 кг/м³ (при давлении закачки). Агрегат ЦА-320 работает при минимально возможной частоте с одновременной работой компрессора.

Производится глушение скважины.

При открытой задвижке на трубном (межтрубном) пространстве через эжектор прокачивается пенообразующая жидкость объемом $V_{п.ж}$ при давлении $p_{затр}$. Одновременно с агрегатом работает компрессор.

Плотность закачиваемой в скважину пены должна соответствовать определенной по графику (см. рис. 9.4).

При повышении давления в межтрубном (трубном) пространстве его снижают путем выпуска газа в атмосферу до давления (0,3±0,5) $p_{пл}$.

Закрывают скважину (после закачки необходимого объема пены) на время, необходимое для прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. В это время через 15–20 мин фиксируется давление в трубном и межтрубном пространстве. Давление в межтрубном (трубном) пространстве поддерживается постоянным, равным (0,3–0,5) $p_{пл}$. В случае его повышения оно периодически снижается путем выпуска газа в атмосферу. По истечении времени, достаточного для прогрева пены, снижают давление на трубном (межтрубном) пространстве путем выпуска газа в атмосферу. Давление снижается до появления на выкиде признаков пены. В трубное (межтрубное) пространство закачивается буровой раствор в объеме, определенном из выражений (9.9) и (9.10). Одновременно производится выпуск газа в атмосферу из межтрубного (трубного) пространства. В межтрубное (трубное) пространство закачивается буровой раствор в необходимом объеме.

Скважина оставляется на 2–4 ч в закрытом состоянии. Сбрасываются газовые “шапки” из трубного и затрубного пространства. Производится демонтаж фонтанной арматуры. Осуществляется освоение скважины двухфазной пеной. При-

готовливается пенообразующая жидкость (на 1 м³ пенообразующей жидкости в воде растворяется 7–10 кг сульфонола). В трубное (межтрубное) пространство закачивается 5–6 м³ газоконденсата (дизельного топлива). Эжектор обвязывается со скважиной, станцией контроля цементирования, цементировочным агрегатом и компрессором. Осуществляется замена жидкости, находящейся в скважине, на двухфазную пену. После резкого снижения давления закачки двухфазной пены, что свидетельствует о ее поступлении в трубное (межтрубное) пространство, расход пенообразующей жидкости снижается до минимально возможного. При снижении давления закачки двухфазной пены менее 5,9 МПа закачку пенообразующей жидкости прекращают. Вытеснение двухфазной пены из скважины осуществляют компрессором. Отрабатывают скважину на факел. Производится исследование скважины.

Промышленное внедрение разработанной технологии глушения скважин показало, что в основном все скважины, которые глушились трехфазными пенами, практически сразу после освоения подключались к газосборным сетям с дебитами не ниже доремонтных.

Для исключения снижения проницаемости призабойной зоны при глушении скважин в СевКавНИИгазе разработан состав безглинистой жидкости, которая представляет собой гидрофильную эмульсию.

Жидкость для глушения состоит из сульфитспиртовой барды (38%-ной концентрации) и газоконденсата в объемном соотношении 1:3. Для предотвращения вспенивания раствора при температуре выше 50 °С добавляется 0,2–0,5 % резиновой крошки (по массе к объему газоконденсата).

Параметры эмульсии

Плотность, г/см ³	0,9–0,92
Вязкость по СПВ-5	Не течет
Водоотдача, см ³ /30 мин	1,5–3
Статическое напряжение сдвига через 1 мин/10 мин, Па	0/0
Суточный отстой, %	0–1

Газоконденсат — углеводородная жидкость плотностью 0,7–0,8 г/см³, добывающая на газоконденсатных месторождениях.

Резиновая крошка — отход шинно-восстановительных заводов. Расчет необходимого количества компонентов эмульсии сводится к следующему.

Допустим, требуется приготовить 1 м³ (1000 л) эмульсии

при объемном соотношении ССБ и газоконденсата 1:3. Разделив 1000 на 4 части, получим, что 1 часть равна 250 л. Следовательно, для приготовления 1 м³ эмульсии необходимо взять 250 л ССБ и 750 л газоконденсата.

Количество резиновой крошки определяется из соотношения $750(0,2 \pm 0,5)/100 = 1,5 \pm 3,75$ кг.

Порядок приготовления эмульсии следующий:

1. Определяется плотность раствора ССБ. Для приготовления эмульсии следует использовать раствор ССБ 37–38%-ной концентрации, т.е. плотностью 1,20–1,21 г/см³. Если на скважину завезен раствор ССБ с большей плотностью, то его следует разбавить водой до указанной концентрации. Для подсчета количества воды для разбавления можно использовать данные табл. 9.1. Раствор ССБ плотностью меньше 1,20 для приготовления эмульсии использовать нельзя.

2. Измерить плотность газоконденсата и убедиться, что конденсат не содержит воду. Конденсат, содержащий воду, непригоден для приготовления эмульсии.

3. Резиновую крошку необходимо просеять через сито с ячейками размером 5 мм.

4. Проверить чистоту емкостей, в которых будет готовиться жидкость для глушения, так как примеси отрицательно влияют на качество эмульсии.

5. В чистую емкость последовательно загружают расчетное количество газоконденсата и резиновой крошки. После перемешивания в течение 30 мин добавляется необходимое количество ССБ, и смесь вновь перемешивается до получения однородной массы (примерно 2–2,5 ч). После проверки параметров жидкость готова к применению.

При глушении скважин необходимо контролировать следующие параметры, плотность, вязкость, фильтрацию, статическое напряжение сдвига, суточный отстой.

Таблица 9.1

Содержание сухой ССБ в зависимости от плотности водных растворов

Плотность, г/см ³	Содержание, %	Плотность, г/см ³	Содержание, %	Плотность, г/см ³	Содержание, %	Плотность, г/см ³	Содержание, %
1,05	10	1,13	25,4	1,21	38,6	1,29	51,3
1,06	12	1,14	27,4	1,22	40,2	1,30	52,6
1,07	14	1,15	29,2	1,23	42	1,31	54,3
1,08	16	1,16	31	1,24	43,4	1,32	56
1,09	18	1,17	32,5	1,25	45	1,33	57,5
1,10	20	1,18	34	1,26	46,5	1,34	59,1
1,11	21,6	1,19	35,6	1,27	48,1	1,35	60,6
1,12	23,6	1,20	37,1	1,28	49,7	1,36	61,3

Плотность, вязкость, фильтрация и статическое напряжение сдвига определяются стандартными методами, применяемыми для буровых растворов, на приборах АГ-ЗПП, СПВ-5, ВМ-6, СНС-2 соответственно.

Суточный отстой определяют при помощи градуированного цилиндра объемом 100 см³. Хорошо перемешанную жидкость наливают в цилиндр до метки 100 см³ и оставляют в покое. По истечении 24 ч измеряют количество конденсата, отстоявшегося вверху цилиндра, что и выражает суточный отстой.

Плотность изменяется увеличением или уменьшением содержания газоконденсата.

Вязкость регулируется добавлением воды. Эмульсия легко разжижается как пресной, так и минерализованной водой.

9.3.4. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОБРАБОТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В ТатНИПИнефти предложена и внедрена технология глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта. В качестве жидкости глушения используются жидкости, обладающие растворяющей способностью к асфальтосмолистым и парафинистым отложениям: обратная эмульсия, которая состоит из внешней (дисперсионной) среды, внутренней (дисперсной) фазы и эмульгатора-стабилизатора. Отличительной особенностью данной эмульсии является то, что в составе дисперсионной среды содержится углеводородный растворитель.

Компоненты обратной эмульсии берутся в следующем соотношении (объемная доля): 30–10 % нефти (товарной); 29–27,5 % углеводородного растворителя; 1–2,5 % эмульгатора; 40–60 % водной фазы.

При необходимости в состав готовой эмульсии может быть введен твердый утяжелитель (барит, сидерит, гематит) до 25 % к объему.

Нефть должна быть безводной и желательна маловязкой.

В качестве углеводородного растворителя используется широкая фракция легких углеводородов, получаемая при подготовке нефти на УКПН и называется в промысловой практике дистилятом. Перед вводом в эмульсию дистилят должен быть дегазирован.

В качестве эмульгатора используется реагент ЭС-2, приме-

няемый для стабилизации гидрофобно-эмульсионных растворов.

В качестве водной фазы может быть использована пластовая вода, содержащая ионы кальция, водные растворы солей CaCl_2 , NaCl , MgCl_2 любой концентрации, а также их смеси.

Твердый утяжелитель (барит, сидерит, гематит и т.д.) вводится тогда, когда требуются высокие значения плотности обратной эмульсии. Утяжелитель применяется только кондиционный, т.е. сухой и сыпучий.

Обратная эмульсия обладает лучшими технологическими параметрами при содержании водной фазы 40–50 % и содержании углеводородного растворителя во внешней среде не ниже 50 %. Эти параметры могут находиться в следующих пределах: плотность 0,9–1,4 г/см³; условная вязкость 50–200 с; статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин соответственно 0,6–1,5 и 0,8–2,5 Па, показатель фильтрации не менее 3 см³/мин, электростабильность 80–200 В; растворяющая способность на уровне чистого дистиллята.

Обратные эмульсии приведенного выше состава, обладающие растворяющей способностью к парафинистым и асфальтосмолистым отложениям, могут применяться в скважинах с забойной температурой до 80 °С, а утяжеленные твердым утяжелителем — в скважинах с забойной температурой до 50 °С. Температура застывания обратных эмульсий определяется температурой застывания углеводородной среды.

Сроки хранения обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель, составляют в промышленных условиях не менее 45 сут.

Технология глушения скважин с одновременной обработкой ПЗП предусматривает использование задавочной жидкости, обладающей растворяющей способностью к асфальтосмолистым и парафинистым отложениям.

Особенность новой технологии глушения — обязательное полное замещение скважинной жидкости на жидкость глушения (обрабатывающий раствор). При выполнении этой операции могут наблюдаться три варианта.

1. Продуктивный пласт обладает достаточной приемистостью. Заменить скважинную жидкость на жидкость глушения (обрабатывающий раствор) на глубину подвески НКТ, затем жидкость под насосом продавить в пласт.

2. Продуктивный пласт "не принимает". Значение пластового давления позволяет допустить НКТ до забоя.

Спустить НКТ до забоя, закачать задавочную жидкость в

межтрубное пространство или в трубы и промывкой заменить скважинную жидкость на жидкость глушения.

3. Продуктивный пласт "не принимает". Значение пластового давления не обеспечивает безопасность спуска НКТ до забоя.

Произвести замену скважинной жидкости жидкостью глушения на глубину подвески НКТ. Допустить НКТ до забоя и заменить скважинную жидкость жидкостью глушения во всем объеме.

Пуск скважин в работе после ремонта с использованием технологии глушения с одновременной обработкой призабойной зоны пласта производится без освоения и мероприятий, связанных с вызовом притока.

Задавочная жидкость (обрабатывающий раствор) после ремонта откачивается из скважины в систему сбора. Задавочная жидкость, утяжеленная баритом или другими твердыми утяжелителями, откачивается в автоцистерны и используется повторно или возвращается на установку приготовления для регенерации и повторного использования. Рекомендации по подбору скважин, на которых может быть использована данная технология, сводятся к следующему:

1. Технологию глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта следует применять при производстве подземных (текущих) ремонтов скважин.

2. Технология может быть использована при подземном ремонте скважин со всеми существующими способами добычи нефти.

3. Наибольший эффект от использования данной технологии может быть получен в скважинах, где продуктивный пласт имеет значительную разнородность по проницаемости.

4. Наименьший эффект от использования данной технологии может быть получен на скважинах с обводненностью продукции выше 90 %.

9.3.5. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ ЖИДКОСТЯМИ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В УСЛОВИЯХ АВПД И СЕРОВОДОРОДА

Жидкости, обеспечивающие необходимые репрессии на продуктивный пласт в условиях АВПД — это концентрированные растворы бромидов цинка и кальция (плотности в пределах 1,7–2,15 г/см³).

Одна из особенностей жидкостей, содержащих бромид цинка, заключается в том, что при контакте их с сероводородом происходит образование нерастворимого сульфида цинка, снижение плотности. Предлагаемая технология исключает этот недостаток и позволяет использовать жидкости на основе бромидов цинка для установки и ремонта внутрискважинного оборудования. Композиция бромид кальция — бромид цинка имеет следующие параметры.

Плотность, г/см ³	2,1–2,2
Массовая доля, %:	
бромид кальция.....	43–52
бромид цинка.....	19–28
Водородный показатель раствора.....	3,5–5,5
Динамическая вязкость, мПа·с, не более.....	70

Композиция бромид кальция — бромид цинка смешивается без ограничения с пресной водой и раствором бромида кальция. При смешивании с пластовой минерализованной водой при низких температурах возможно незначительное выделение менее растворимых солей типа хлорид натрия, хлорид калия, хлорид магния и др.

Физико-химические свойства композиции бромид кальция — бромид цинка и бромид кальция представлены в табл. 9.2.

Растворы бромида кальция — бромида цинка представляют собой истинные растворы. Однако в связи с высокой концентрацией солей в растворе жидкости они не являются истинно ньютоновскими, а проявляют в некоторой степени дилатантные свойства, т.е. с увеличением градиента скорости деформации вязкость в некоторой степени увеличивается, причем этот эффект наиболее заметен при невысоких температурах и в концентрированном растворе. При повышении температуры вязкость жидкостей падает, и эффект дилатантности уменьшается. То же происходит с разбавлением жидкости.

Для практических расчетов можно принимать жидкости на основе бромидов цинка и кальция за ньютоновские, а в качестве динамической вязкости этих жидкостей — эффективную вязкость при скоростях деформации 400–1300 с⁻¹.

Структурными свойствами жидкости на основе бромидов цинка и кальция не обладают.

У композиции бромид цинка — бромид кальция и жидкостей на ее основе, как у всех растворов электролитов, вследствие объемного расширения при повышении температуры происходит снижение плотности.

Таблица 9.2

Физико-химические свойства композиции бромид кальция – бромид цинка и растворов бромида кальция

Продукт	Химический состав (мас-овая доля, %)	Плотность, кг/м ³	Кинематическая вязкость 10 ⁻⁶ м ² /с	Теплоемкость (при 35 °С), кДж/кг	Удельная электропроводность, Ом/м	Коэффициент объемного расширения, °С ⁻¹ ·10 ⁻⁴	Поверхностное натяжение, 10 ⁻³ Н/м	Температура кипения, °С	Температура начала кристаллизации, °С
Растворы бромида кальция	CaBr ₂ (42,6)	1516	1,816	1,89	21,38	4,67	82,14	112,3	−58,8
	CaBr ₂ (48,5)	1613	2,17	2,12	18,10	5,12	87,45	118,2	−50
	CaBr ₂ (56,1)	1762	4,59	1,78	11,54	5,67	92,15	130,5	+1,0
Композиция бромид кальция – бромид цинка	CaBr ₂ (50,38)	2165	22,14*	1,46*	2,42**	12,53	80,82*	155,3	+13
	ZnBr ₂ (21,45)		1,98**		11,77***		68,96**		
* При 20 °С. ** При 110 °С. *** При 90 °С.									

Плотность при температуре

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta \Delta t}, \quad (9.12)$$

где ρ_{20} , ρ_t — соответственно плотность жидкости при температуре 20 °С и t ; Δt — изменение температуры, °С; β — коэффициент объемного расширения.

Коэффициент β для растворов плотностью 1,9–2,15 г/см³ равен $3,1 \cdot 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, для растворов плотностью до 1,9 г/см³ составляет $3,6 \cdot 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ (композиция разбавлена раствором бромида кальция).

Растворы композиции бромид цинка — бромид кальция при плотности более 2,10 г/см³ близки к состоянию насыщенных, поэтому они имеют сравнительно высокие температуры начала кристаллизации. По мере разбавления водой (лучше — пресной) температура начала кристаллизации снижается, достигая минимума при плотности 1,80–1,90 г/см³. Разбавление раствором бромида кальция ($\rho = 1,70 \div 1,75 \text{ г/см}^3$) дает меньшее снижение температуры кристаллизации. Однако этот способ снижения плотности жидкости предпочтительнее в тех случаях, когда путем разбавления необходимо получить как можно больший объем жидкости требуемой плотности.

Растворы композиции бромид цинка — бромид кальция как электролиты — сильные коррозионно-активные системы (кислотность pH = 3÷5). Вместе с тем наличие пассивирующего влияния ионов цинка приводит в некоторой степени к нивелированию их коррозионной агрессивности. Особенно при низких температурах.

Наиболее подходящими ингибиторами коррозии стали в среде композиции бромид цинка — бромид кальция являются ингибиторы ИКБ-4, ХОСП-10, КПИ-3, "Нефтехим". Сочетание их с фурфуролом (нейтрализатором сероводорода) снижает скорости коррозии на несколько порядков.

При контакте с сероводородом в растворе композиции бромид цинка — бромид кальция образуется сульфид цинка, что приводит к появлению твердой фазы в растворе. При очистке от нее снижается плотность, и система становится трудно управляемой.

Вязкость жидкости без твердой фазы на основе композиции бромид цинка — бромид кальция можно повысить путем растворения в ней модифицированного крахмала.

Для предотвращения попадания значительных количеств бурового раствора в ЖБТФ и уменьшения затрат времени в

дальнейшем на ее очистку следует отмыть эксплуатационную колонну от остатков бурового раствора.

Далее необходимо произвести замену бурового раствора на воду обратной промывкой, регулируя дросселем противодавление на устье скважины для обеспечения необходимого превышения над пластовым давлением (или давлением, при котором колонна негерметична). Прямой промывкой закачать в скважину 6–8 м³ моющей жидкости, состоящей из 33 % дизельного топлива, 33 % СМАД-1 и 34 % сульфонола (с противодавлением). Состав моющей жидкости определен на основе лабораторных исследований и практической проверкой на скважинах месторождения Тенгиз. Закачать в скважину 50–60 м³ 2–3%-ного раствора товарного сульфонола. Объем определяется с учетом объема скважины. Промыть скважину в течение двух циклов с противодавлением на устье. Производительность агрегатов при отмывке следует поддерживать на уровне не менее 9 л/с. При выходе моющей жидкости на устье скважины второй раз желательно перейти на промывку чистой водой со сбором моющей жидкости в амбар. После выхода на устье чистой воды (по расчету) следует закачать еще 10–15 м³ чистой воды и отобрать пробу выходящей жидкости для контроля за механическими примесями. При содержании твердой фазы в воде не более 0,01 % прекратить промывку водой и приступить к замене воды на рабочую жидкость.

При содержании твердой фазы более 0,01 % продолжить промывку.

Композиция бромид цинка — бромид кальция перед приготовлением на ее основе жидкости должна быть очищена от твердой фазы. Для очистки композиции бромид цинка — бромид кальция следует использовать песочный фильтр типа Е0,3гл-0,7т или блок таких фильтров. В зимних условиях фильтры должны быть утеплены, а жидкость должна иметь температуру не менее 30 °С. Фильтр заполняется речным песком. Песок подбирается по гранулометрическому составу таким, чтобы обеспечить необходимую степень чистоты (содержание твердой фазы не более 0,010 %) и достаточно высокую производительность очистки. Размер частиц песка должен быть в пределах 0,2–0,4 мм.

Для получения жидкости необходимой плотности с наименьшей температурой кристаллизации следует разбавить исходный раствор пресной или пластовой водой. Если требуется получить как можно больший объем жидкости необходимой плотности и температура кристаллизации не столь

важна (например, летом), то разбавление производить раствором бромида кальция плотностью $1,70 - 1,75 \text{ г/см}^3$.

Плотность жидкости после очистки и разбавления должна быть на $0,03 \text{ г/см}^3$ больше, чем это требуется для обеспечения репрессии на пласт с учетом температурного расширения, т.е.

$$\rho_0 = \rho_{t_{cp}} (1 + \beta \Delta t) + 0,03, \quad (9.13)$$

где $\rho_{t_{cp}}$ — плотность жидкости при среднескважинной температуре (эта плотность соответствует требуемой для обеспечения необходимой репрессии на пласт); β — коэффициент объемного расширения; Δt — разность между среднескважинной температурой и температурой замера плотности.

Поправка $0,03$ введена с учетом дальнейшей обработки жидкости реагентами.

Расчет необходимого объема жидкости разбавления, требующейся для получения заданной плотности, производится по формуле (а также по диаграмме на рис. 9.5)

$$V_{ж} = \frac{V_{исх}(\rho_{исх} - \rho_{тр})}{\rho_{тр} - \rho_{разб}}, \quad (9.14)$$

где $V_{ж}$, $V_{исх}$ — объемы жидкостей соответственно разбавления и исходной; $\rho_{исх}$, $\rho_{тр}$, $\rho_{разб}$ — плотности жидкостей соответственно исходной, требующейся, разбавления.

Расчет плотности жидкости, полученной разбавлением исходной композиции, выполняется по формуле

$$\rho_{пол} = \frac{V_{исх}\rho_{исх} - V_{ж}\rho_{ж}}{V_{исх} + V_{ж}}. \quad (9.15)$$

Весь рабочий объем жидкости необходимо обработать фурфуролом из расчета 20 кг на 1 м^3 основы — композиции бромид цинка — бромид кальция. Обработку проводят с помощью цементировочного агрегата в емкости хранения жидкости. Фурфурол сравнительно хорошо растворяется в композиции бромид цинка — бромид кальция. Однако для ускорения его растворения вводить его в раствор композиции желательно через смесительную воронку. После ввода расчетного количества фурфурола жидкость перемешивают $1 - 2 \text{ ч}$ для равномерного распределения по всему объему. Затем следует ввести в жидкость ингибитор коррозии (ИКВ-4, КПИ-3, "Нефтехим-1") из расчета 1 кг на 1 м^3 жидкости. Ввод его осуществляется через смесительную воронку.

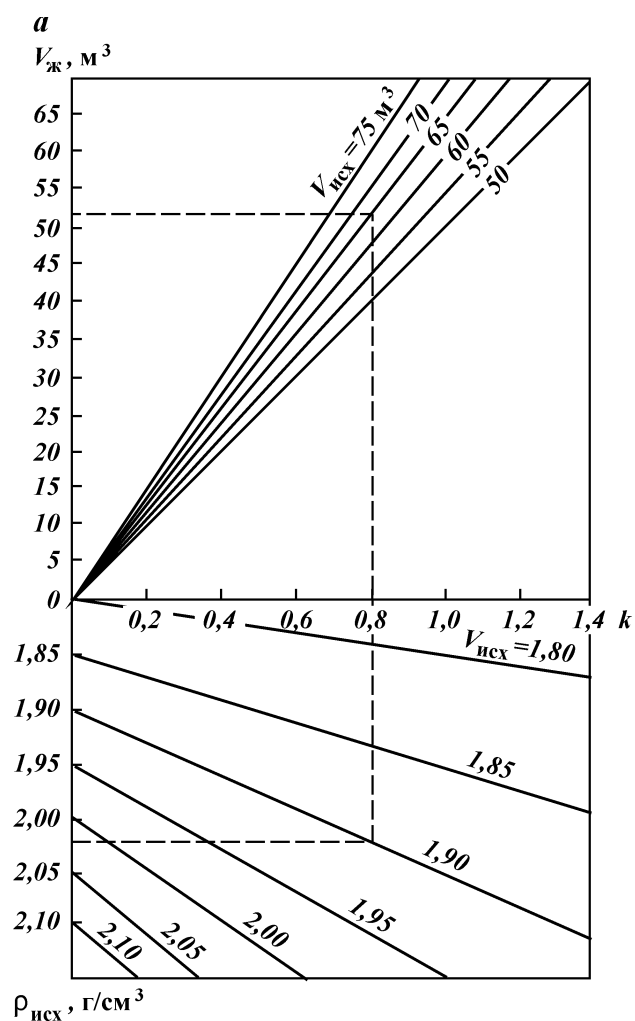
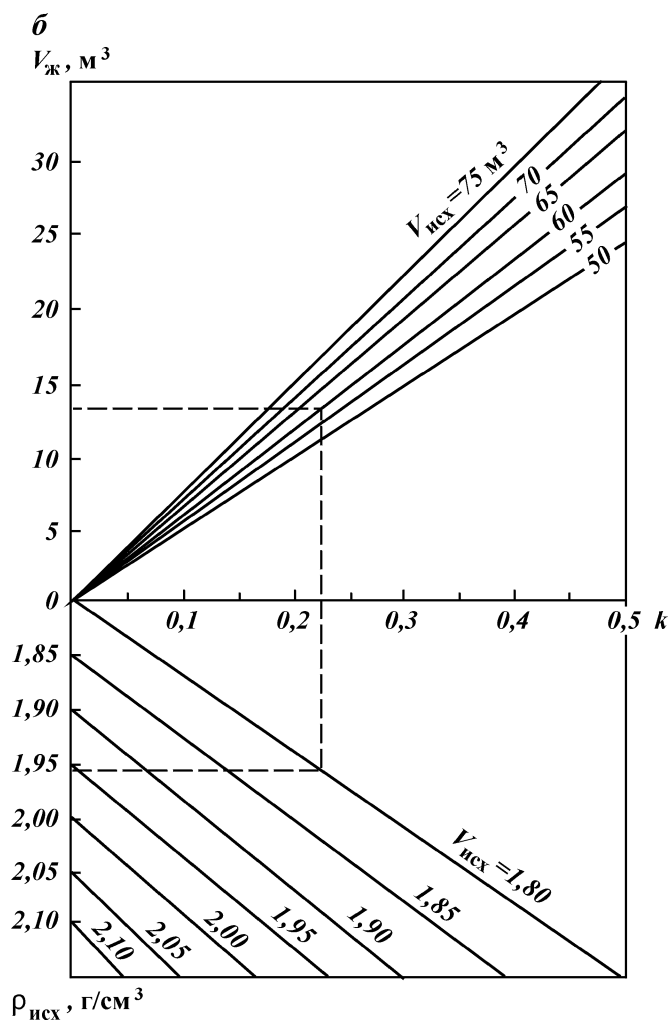


Рис. 9.5. Диаграмма для определения необходимого объема жидкости разбавления композиции бромид цинка – бромид кальция:
 $\ddagger \cdot$ – жидкость разбавления – соответственно раствор бромида кальция плотностью 1,75 г/см³ и пластовая вода

Все работы по приготовлению жидкости проводятся при температуре жидкости 30–40 °С. В зимнее время необходимо емкости с жидкостью подогревать. Если жидкости приготавливали в нескольких емкостях, то после приготовления не-



обходимо усреднить жидкость по всему объему, для чего создается циркуляция через все емкости.

В случае необходимости для повышения вязкости жидкости используется модифицированный крахмал в количестве до 4–5 %. Другие виды крахмальных реагентов загущающее действие оказывают слабее.

Эксплуатационная колонна не перфорирована. После отмывки колонны производится замена воды на жидкость без

твёрдой фазы (прямой промывкой) с противодавлением на устье.

Перед закачкой раствора бромидов закачивается 2–3 м³ разделительной жидкости, приготовленной на основе оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ), либо на основе карбоксиметилцеллюлозы (КМОЭЦ). Для уменьшения зоны смешения раствора бромидов с водой производительность агрегатов не должна быть более 3 л/с. При приближении к концу операции замены на ЖБТФ усиливается контроль за выходом разделительной жидкости (визуально и по плотности). При появлении разделительной жидкости, смешанной с бромидом (повышение плотности до 1,30–1,35 г/см³), циркуляция направляется через агрегат, и жидкость зоны смешения собирается в отдельный мерник агрегата. Плотность собранной жидкости находится в пределах 1,55–1,75 г/см³. Жидкость используется для работы в скважинах с меньшей плотностью жидкости либо для последующей регенерации. Скважина промывается в течение 1 цикла с замером параметров жидкости (плотности, содержания твёрдой фазы, pH). Производится очистка жидкости от твёрдой фазы с использованием блока песочных фильтров. Необходимо довести содержание твёрдой фазы в жидкости до 0,01 %. Количество циклов промывки определяется этим требованием.

Эксплуатационная колонна перфорирована. После работы скребком в зоне установки пакера производится замена ИБР на жидкость без твёрдой фазы обратной промывкой. Закачивается 2 м³ разделительной вязкоупругой жидкости на основе ОЭЦ или КМОЭЦ, 6 м³ моющей жидкости, состоящей из 2 м³ СМАД-1 и 2 м³ дизельного топлива, а также 2 м³ сульфанола 30%-ной концентрации и 2 м³ разделительной жидкости на основе ОЭЦ или КМОЭЦ. Кроме того, закачивается требуемый объём жидкости без твёрдой фазы.

После выхода моющей и разделительной жидкостей и появления зоны смешения с рабочей жидкостью (плотность смеси 1,30–1,35 г/см³) прекращается закачка бромидов. В отдельный мерник агрегата собирается жидкость зоны смешения плотностью 1,50–2,75 г/см³. При появлении жидкости с рабочей плотностью восстанавливается круговая циркуляция и осуществляется промывка скважины в течение 1 цикла, контролируется плотность жидкости, содержание сульфидов и твёрдой фазы. Одновременно производится очистка жидкости от твёрдой фазы с использованием блока песочных фильтров. При появлении сульфидов в жидкости прекращается промывка, закрывается скважина, и циркуляция направ-

ляется через блок по сепарации и очистке жидкости от газа с факельной установкой. В дальнейшем промывка скважины проводится через этот блок.

Затем производится очистка жидкости от твердой фазы с доведением ее содержания до 0,01 %. Количество циклов промывки определяется этим требованием. В случае выявления незначительного поглощения жидкости последняя обрабатывается 4–5 % модифицированного крахмала с целью повысить условную вязкость до 80–100 с по воронке ЗБР-1.

В зимнее время жидкость хранится в емкостях, оснащенных змеевиками и электродом для подогрева. Трубопроводы утепляются для предотвращения кристаллизации в них жидкости. При остановке циркуляции на длительное время в затрубное и трубное пространство закачивается такой объем жидкости плотностью 1,85–1,90 г/см³, чтобы обеспечить ее прохождение на глубину до 50–70 м. Это предотвратит кристаллизацию жидкости на устье скважины.

Композиция бромид цинка — бромид кальция (водный раствор) пожаровзрывобезопасна. Допускается подогрев чистой жидкости, не обработанной органическими реагентами (фурфуролом и ингибитором коррозии), на открытом огне. Разогрев жидкости, обработанной фурфуролом и ингибитором коррозии, производится с использованием горячей воды или пара.

При разогреве стальных бочек с композицией бромид цинка — бромид кальция не допускается слив кипящей жидкости во избежание вдыхания ее паров обслуживающим персоналом. Слив жидкости производится только после снижения ее температуры до 60–70 °С.

При работе с композицией бромид цинка — бромид кальция обслуживающий персонал должен применять защитные очки, резиновые перчатки, так как жидкость обладает раздражающим, прижигающим, некротизирующим действием на кожу и слизистые оболочки. При попадании растворов на кожные покровы немедленно промыть эти места обильной струей воды.

При попадании продукта внутрь необходимо вызвать рвоту, направить пострадавшего в медсанчасть.

10

İ ÖÄÍÊÀ ÊÀ×ÃÑÒÄÀ ÄÑÊÛÒÈß
İ ÊÄÑÒÎÄ, İÑÄÎÄÍÈß ÑÊÄÀÆÈ Í
İ İÑÊÄ ÈÕ ÇÄÊÄÍ×ÈÄÄÍÈß
È ÐÄÌÎÍÒÄ

Вскрытие пластов бурением и освоение скважин, ремонтные работы в скважине с неизменным их глушением и последующее их освоение — операции в значительной степени идентичные не только по характеру исполнения работ, но и по физико-химической сущности. В процессе этих работ под действием бурового раствора или жидкости глушения снижается проницаемость ПЗП; возникает необходимость осваивать скважины и не всегда этот процесс проходит легко. Имеется немало отличий, однако оценка качества работ может быть проведена в известной мере одинаково.

Во всех случаях необходимо планировать проведение гидродинамических исследований (в том числе на соседних скважинах) с целью оценить качество вскрытия пласта, эффективность перехода от жидкости глушения на рабочую жидкость и освоения скважины.

Под качеством технологии вскрытия пласта, ремонта скважины и ее освоения следует понимать степень изменения гидропроводности пласта (ПЗП) после выполнения соответствующей операции.

Можно условно принять, что технология работ в пласте включает в себя следующие управляемые элементы: способ вскрытия пласта, режимы промывки, тип и компонентный состав бурового раствора, промежуток времени от момента полного вскрытия продуктивного пласта до момента цементирования, тип и характер химической обработки цементного раствора, характер перфорации, среду, в которой она осуществлялась, и некоторые другие.

Большая часть указанных факторов определяет состояние ПЗП после ремонта. Аналогично следует принять, что технология освоения скважин включает в себя элементы: способ

крепления забоя, способ и среду перфорации, способ вызова притока жидкости из пласта и др.

Оценке качества освоения скважин должна предшествовать оценка качества вскрытия пласта.

Показателем качества технологии в целом или отдельных ее элементов служит отношение фактической гидропроводности $\bar{O}_ф$ (продуктивности) пласта к потенциальной $\bar{O}_п$

$$ОП = \bar{O}_ф / \bar{O}_п; \quad (10.1)$$

или показатель скин-эффекта S , характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление (или проводимость) призабойной зоны пласта при ее загрязнении (очистке). При переходе от показателя S к показателю ОП пользуются зависимостью

$$ОП = \frac{A}{A + S}, \quad (10.2)$$

где $A = \ln \frac{R_k}{R_0}$; R_k — радиус контура питания пласта; R_0 — радиус скважины или приведенный радиус скважины при несовершенном вскрытии пласта.

Если радиус R_k неизвестен, то его считают равным половине расстояния между данной и ближайшей скважинами или принимают величину $\bar{A} = 2\pi$.

В силу влияния различных факторов показатели ОП и S необходимо рассматривать как стохастические величины, определяемые некоторыми распределениями. Поэтому оценка качества должна основываться на статистических критериях.

Оценка качества технологий упрощается, если совокупность значений показателя ОП (или S) распределена по нормальному закону. Проверка гипотезы о нормальном законе распределения показателя ОП (или S) по $\hat{O}$ измерениям проводится с помощью критерия Шапиро — Уилка, если $\hat{O} < 50$, по χ^2 -критерию, если $\hat{O} > 50$ (ГОСТ 11.006—74).

10.1. $\bar{I} \bar{D} \bar{I} \bar{A} \bar{D} \bar{E} \bar{A} \bar{A} \bar{E} \bar{I} \bar{I} \bar{O} \bar{A} \bar{C} \bar{U}$ $\bar{I} \bar{I} \bar{I} \bar{D} \bar{I} \bar{A} \bar{E} \bar{U} \bar{I} \bar{I} \bar{I} \bar{C} \bar{A} \bar{E} \bar{I} \bar{I} \bar{A} \bar{D} \bar{A} \bar{N} \bar{I} \bar{D} \bar{A} \bar{A} \bar{A} \bar{E} \bar{A} \bar{I} \bar{E} \bar{B}$ $\bar{I} \bar{I} \bar{E} \bar{A} \bar{C} \bar{A} \bar{O} \bar{A} \bar{E} \bar{B} \bar{E} \bar{A} \times \bar{A} \bar{N} \bar{O} \bar{A} \bar{A} \bar{I} \bar{I} \bar{E} \bar{D} \bar{E} \bar{O} \bar{A} \bar{D} \bar{E} \bar{B}$ $\bar{O} \bar{A} \bar{I} \bar{E} \bar{D} \bar{I} - \bar{O} \bar{E} \bar{E} \bar{E} \bar{E}$

1. Для проверки гипотезы о нормальном законе распределения показателя качества, например ОП, необходимо расположить данные в порядке возрастания:

$$ОП_1 \leq ОП_2 \dots \leq ОП_{\hat{O}}$$

и вычислить параметры:

$$g^2 = \sum_{i=1}^n (ОП_i - ОП)^2;$$

$$b_n = a_n(ОП_n - ОП_1) + \ddagger_{\hat{O}-1}(ОП_{\hat{O}-1} - ОП_2) + \dots \\ + \ddagger_{\hat{O}-k+1}(ОП_{\hat{O}-k+1} - ОП_k),$$

где $k = \hat{O}/2$, если $\hat{O}$ – четное; и $k = (\hat{O}-1)/2$, если $\hat{O}$ – нечетное; коэффициенты $\ddagger_{n-i+1}$ определяются по табл. 10.1.

2. Найти отношение

$$W_n = b_n^2 / g^2$$

и сравнить его с теоретическим, принимая $W_T = 0,93$, если $\hat{O} \leq 10$; $W_T = 0,95$, если $\hat{O} \leq 20$; $W_T = 0,96$, если $\hat{O} \leq 30$; $W_T = 0,97$, если $\hat{O} \leq 50$.

3. Если расчетное значение больше теоретического W_T , то принимается гипотеза о новом законе распределения.

Если показатель качества ОП (или S) не распределен по нормальному закону, то проверяются гипотезы относительно параметров:

$$\frac{1}{ОП}; \sqrt{ОП}; \frac{1}{\sqrt{ОП}}; \ln ОП, \sqrt{S} \quad (10.3)$$

и выбирается тот показатель, который распределен по нормальному закону с наивысшей достоверностью. Если ни один из указанных параметров не удовлетворяет гипотезе нормального закона распределения, то данные необходимо разбить на однородные группы по физическим и (или) геологическим признакам объекта.

Показатели ОП или S определяются по данным прямых натурных гидродинамических исследований скважин или испытаний пластов с помощью пластоиспытателей на трубах. Гидродинамические исследования проводятся специальными службами УБР, НГДУ или трестов геофизики по существующим методикам.

Гидродинамическим исследованиям должны предшествовать геофизические исследования с целью выявления работающей толщины пласта. Результатами гидродинамических исследований скважин являются индикаторная диаграмма (ИД) и кривая восстановления давления (КВД), а результатами испы-

Таблица 10.1

Коэффициенты, используемые при проверке на нормальность с помощью критерия Шапиро-Уилки

[illegible]

Продолжение табл. 10.

[illegible]

таний пластов — кривая притока (КП) и КВД. Более информативными и надежными являются результаты исследований скважин. Интерпретация данных гидродинамических исследований и оценка качества соответствующей технологии или ее элементов проводятся территориальными НИИ с использованием накопленного опыта и нижеследующих рекомендаций.

Оценку качества вскрытия пласта или освоения скважин можно проводить на базе "пассивных" данных, получаемых при гидродинамических исследованиях, не запланированных специально для этой цели. В этом случае показатель ОП (или S) характеризует соответствующую технологию ориентировочно (предварительно). Если оценка качества проводится на базе "активных" данных, получаемых при гидродинамических исследованиях, специально спланированных для этой цели, то показатель ОП (или S) характеризует соответствующую технологию достоверно. "Активные" гидродинамические исследования планируются территориальными НИИ на этапе разведывательного бурения или в период пробной эксплуатации и в зависимости от конкретной цели исследований.

Необходимо различать следующие цели исследований:

- оценка качества технологии в одной скважине, т.е. относительно заданной точки пласта;

- оценка качества технологии по группе скважин, т.е. относительно всего продуктивного объекта или его части;

- сравнение качества двух различных технологий в одной скважине, например, когда пласт вскрывается последовательно долотами разных диаметров;

- сравнение качества двух различных технологий по группе скважин, т.е. относительно всего продуктивного объекта или его части.

План проведения гидродинамических исследований, базируясь на геологических условиях региона, технико-экономическом обеспечении исследований и накопленной информации об объекте, должен включать указание на метод, регламент времени и воспроизведение исследований в каждой скважине при различных режимах фильтрации.

При исследовании скважин рекомендуется КВД получать параллельно с ИД, т.е. после каждого выхода скважины на установившийся режим.

Некоторые рекомендации по регламентированию исследований, обработке и интерпретации ИД и КВД приведены ниже.

10.2. КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПОСЛЕ ЗАКАНЧИВАНИЯ И РЕМОНТА

В приведенных ниже формулах для определенности предполагается, что по нормальному закону распределен показатель ОП. В противном случае его следует заменить одним из ранее указанных. Кроме того, принято, что достоверность всех оценок не менее 90 %. Для оценки качества технологии в одной скважине необходимо:

определить среднее значение показателя

$$\overline{\text{ОП}} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \text{ОП}_i;$$

найти дисперсию воспроизводимости измерений

$$\sigma^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (\text{ОП}_i - \overline{\text{ОП}})^2;$$

проверить гипотезу об изменении гидропроводимости пласта по t -критерию Стьюдента

$$\frac{|\overline{\text{ОП}} - 1| \sqrt{m}}{\sigma} > t, \quad (10.4)$$

где m — число измерений; t — значение критерия Стьюдента, зависящее от числа степеней свободы $q = m - 1$.

Если неравенство (10.4) выполняется, то следует вывод: гидропроводность пласта изменена, показатель $\overline{\text{ОП}} < 1$ (или $\overline{\text{ОП}} > 1$), характеризует качество соответствующей технологии относительно заданной точки пласта. Если неравенство (10.4) не выполняется, то следует вывод: гидропроводность пласта не изменена, качество технологии характеризуется показателем $\overline{\text{ОП}}$, близким к единице. Если используются преобразованные показатели $\ln \text{ОП}$, S или $\sqrt{S}$, то необходимо в критерии (10.4) заменить 1 на 0.

Для оценки качества технологии по группе из n скважин необходимо определить:

среднее значение и дисперсию воспроизводимости по результатам измерений в каждой j -й скважине

$$\text{ОП}_j = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \text{ОП}_{ji},$$

$$\sigma_j^2 = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (\text{ОП}_{ji} - \text{ОП}_j)^2; \quad (10.4a)$$

среднее значение дисперсии воспроизводимости

$$\sigma_{b0}^2 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \sigma_j^2; \quad (10.4б)$$

среднее значение и дисперсию показателя ОП по объекту

$$\overline{\text{ОП}} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \text{ОП}_j, \quad (10.4в)$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (\text{ОП}_j - \overline{\text{ОП}})^2. \quad (10.4г)$$

Проверить гипотезу о достоверности показателя ОП по объекту

$$\sqrt{\frac{t \sigma^2}{n}} \leq \sigma_{b0}. \quad (10.5)$$

где t — значение критерия Стьюдента, зависящее от числа степеней свободы $q = n - 1$.

Если неравенство (10.5) выполняется, то следует вывод, что количество n скважин достаточно для оценки качества технологии с точностью, не превышающей σ_{b0} . Качество технологии следует оценить по t -критерию Стьюдента (10.4), где m заменить на n в соответствии с выводами (10.4). Если неравенство (10.5) не выполняется, то необходимо пополнить данные о показателе ОП путем исследования в других скважинах, вводя их по одной, пока не будет выполнено условие (10.5), или данные разбить по физическим и (или) геологическим признакам и оценку проводить для каждой группы скважин отдельно.

При планировании гидродинамических исследований необходимо:

продуктивный пласт разбить на однородные области по физическим и (или) геологическим признакам;

выбрать наиболее представительную однородную область, где наметить первичные исследования не менее чем в 3-х скважинах;

после обработки результатов оценить качество технологии.

10.3. КРИТЕРИИ СРАВНЕНИЯ КАЧЕСТВА ДВУХ ТЕХНОЛОГИЙ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

В данном разделе подразумевается распределение ОП по нормальному закону.

Для сравнения качества двух технологий в одной скважине, т.е. относительно данной точки пласта, необходимо:

определить средние значения ОП₁ и ОП₂, дисперсии σ_1^2 , σ_2^2 по m измерениям для каждой технологии;

проверить гипотезу о различии показателей по t -критерию Стьюдента:

$$\frac{|\overline{\text{ОП}}_1 - \overline{\text{ОП}}_2|}{\sqrt{\frac{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}{m}}} > t, \quad (10.6)$$

где t — значение критерия Стьюдента, зависящее от числа степеней свободы $q - 2(m - 1)$.

Если неравенство (10.6) выполняется, то следует вывод: для данной точки пласта технологии отличаются и качество той технологии выше, для которой значение ОП больше. Для сравнения качества двух технологий по данным исследований в двух группах скважин необходимо:

определить средние значения $\overline{\text{ОП}}_1$, $\overline{\text{ОП}}_2$ и дисперсии σ_1^2 , σ_2^2 , $\sigma_{1b_0t}^2$, $\sigma_{2b_0t}^2$ по формулам (10.4), (10.4а) – (10.4г);

проверить гипотезу о достоверности показателей $\overline{\text{ОП}}_1$ и $\overline{\text{ОП}}_2$ по критериям:

$$\begin{aligned} \frac{t_1 \sigma_1}{\sqrt{n_1}} &\leq \sigma_{1b_0t}; \\ \frac{t_2 \sigma_2}{\sqrt{n_2}} &\leq \sigma_{2b_0t}; \end{aligned} \quad (10.7)$$

где n_1 , n_2 — количество скважин с применением первой и второй технологии соответственно; t_1 , t_2 определяются для степеней свободы $q_1 - n_1 - 1$; $q_2 - n_2 - 1$.

Если оба неравенства (10.7) или одно из них не выполняется, необходимо дополнить сведения о показателе ОП в груп-

пах (или одной из них) путем исследования в других скважинах, вводя их по одной, пока не будут выполнены условия (10.7), или разбить соответствующую группу (группы) скважин на подгруппы по физическим и (или) геологическим признакам и сравнение проводить для подгрупп скважин с одинаковыми физическими (геологическими) признаками. Если оба неравенства (10.7) выполнены, то проверить гипотезу о равенстве дисперсии σ_1^2 , σ_2^2 двух групп скважин по критерию Фишера

$$\sigma_1^2 / \sigma_2^2 < F, \quad (10.8)$$

где предполагается, что $\sigma_1 > \sigma_2$ и F определяется для степеней свободы $q_1 = n_1 - 1$; $q_2 = n_2 - 1$.

Если неравенство (10.8) выполняется, то сравнить качество двух технологий необходимо по t -критерию Стьюдента

$$\left| \overline{\text{ОП}}_1 - \overline{\text{ОП}}_2 \right| \sqrt{\lambda} > t, \quad (10.9)$$

где

$$\lambda = \frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 - 2)}{(n_1 + n_2) [(n_1 - 1) \sigma_1^2 + (n_2 - 1) \sigma_2^2]};$$

t определяется для числа степеней свободы $q_1 = n_1 + n_2 - 2$.

Если неравенство (10.8) не выполняется, то в критерии (10.9) значения λ необходимо вычислять по формуле

$$\lambda = \frac{n_1 n_2}{n_2 \sigma_1^2 + n_1 \sigma_2^2};$$

при этом число степеней свободы q округляется до целого, если оно окажется дробным

$$q = \frac{(n_1 - 1)(n_2 - 1)(n_2 \sigma_1^2 + n_1 \sigma_2^2)^2}{n_2^2 \sigma_1^4 (n_2 - 1) + n_1^2 \sigma_2^4 (n_1 - 1)}.$$

Если при оценках в разделах 10.2 и 10.3 используются преобразованные показатели $\sqrt{\text{ОП}}$, $\frac{1}{|\text{ОП}|}$, $\ln \text{ОП}$, $\sqrt{S}$, то для

получения среднего значения исходного показателя ОП (или S) следует воспользоваться медианой выборки ОП_i (или S_i).

Для этого необходимо $ОП_i$ расположить в порядке возрастания

$$ОП_1 \leq ОП_2 \leq \dots \leq ОП_k \leq \dots \leq ОП_n$$

и медианные значения определить следующим образом:

$$M = ОП_{k+1}, \text{ где } k = (n-1)/2, \text{ если } n - \text{ нечетное,}$$

и

$$M = (ОП_k + ОП_{k+1})/2, \text{ где } k = n/2, \text{ если } n - \text{ четное.}$$

10.4. НЕКОТОРЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Индикаторная диаграмма (ИД) позволяет определить фактическую гидропроводность E_ϕ пласта, если график зависимости установившегося дебита q от установившейся депрессии p является линейным (рис. 10.1, прямая 1), т.е.

$$q = E_\phi - \frac{2\pi}{A} \Delta p, \quad (10.10)$$

где значение A вычисляется согласно (10.2).

Прямолинейная зависимость q от Δp на ИД может быть искажена по следующим причинам:

время отбора жидкости недостаточно продолжительно (см. рис. 10.1, кривая 2);

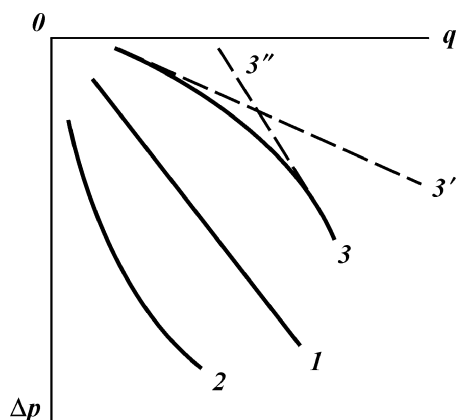


Рис. 10.1. Зависимость установившегося дебита q от установившейся депрессии Δp

режим фильтрации турбулентный или жидкость обладает выраженными неньютоновскими свойствами, или имеет место влияние газового фактора (см. рис. 10.1, кривая 3).

Для исключения влияния или для учета вышеуказанных причин рекомендуется:

определять время отбора жидкости из условия

$$T \geq \frac{R_0^2}{2,25\chi} (n+1)^{1\delta},$$

где χ — пьезопроводность пласта, определяемая по нестационарным исследованиям в возмущающей или реагирующей скважине; n — заданное число смен установившихся режимов; δ — допустимое значение относительной погрешности;

использовать первый прямолинейный участок 3' кривой 3 (см. рис. 10.1) для вязкой жидкости и второй прямолинейный участок кривой 3'' кривой 3 (см. рис. 10.1) для вязкопластичной жидкости;

перестроить ИД в координатах q, H , если жидкость насыщена газом; где $\Delta H = \int_{p_c}^{p_k} \frac{f_n(\sigma)}{C_n(p)\mu_n(p)} dp$ — функция Христиановича; $f_n(\sigma)$, $C_n(p)$, $\mu_n(p)$ — коэффициенты относительной фазовой проницаемости, объемного содержания и вязкости нефти соответственно; p_c , p_k — давление соответственно в скважине и на контуре питания.

Для обработки результатов исследования скважин на неустановившемся режиме фильтрации по КВД необходима следующая информация:

q — дебит скважины до остановки, м³/с;
 γ — плотность пластовой жидкости, кг/м³;
 $S_{ор}$, S_k — площадь соответственно поперечного сечения подъемных труб и затрубного пространства, м²;
 $p_b(t)$, $p_n(t)$ — графики изменения давления соответственно на буфере и в затрубном пространстве, МПа;
 T — продолжительность работы скважины до остановки, с.

Обработка результатов заключается в преобразовании КВД в прямолинейный график:

$$Y = \alpha X + \beta, \quad (10.11)$$

где X , Y — некоторые приведенные координаты.

Для уменьшения ошибки интерпретации рекомендуется проводить обработку двумя-тремя теоретически обоснован-

ными методами. Одним из них должен быть операционный метод, основанный на преобразовании Лапласа, согласно которому приведенные координаты вычисляются по формулам

$$X = 0,561 - t_0;$$

$$Y = \frac{t_0 \Delta \bar{p}_0(t_0)}{t_0^2 q - \bar{V}(t_0)}, \quad (10.12)$$

если до остановки скважина работала с постоянным дебитом q при установившемся режиме фильтрации. Здесь $V(t_0)$ — изображение по Лапласу функции накапливаемого в скважине объема жидкости после ее остановки,

$$V(t_0) = \frac{S_\delta}{\gamma} [\Delta p_c(t_0) - \Delta p_\delta(t_0)] + \frac{S_\kappa}{\gamma} [\Delta \bar{p}_c(t_0) - \Delta \bar{p}_\kappa(t_0)]; \quad (10.13)$$

для насосных скважин

$$V(t_0) = \frac{S_\delta}{\gamma} p_c(t_0),$$

где $\bar{p}_c(t_0)$, $\bar{p}_\delta(t_0)$, $\bar{p}_\kappa(t_0)$ — изображения по Лапласу соответствующих функций; $t_0 = 0$ — параметр преобразования Лапласа.

Пример обработки КВД операционным методом приведен ниже.

Интерпретация линейной зависимости (10.11) состоит в определении потенциальной гидропроводности объекта:

$$E_\Pi = (4\pi \alpha)^{-1},$$

которая совместно с фактической гидропроводностью E_Φ определяет искомый показатель качества

$$\text{ОП} = 4\pi \alpha E_\Phi,$$

Если известна (из других источников) пьезопроводность объекта, то без использования ИД определяется показатель скин-эффект:

$$S = \frac{\beta}{2\alpha} - \ln \sqrt{\frac{2,25\chi}{R_0^2}}.$$

По данным ИД и КВД пьезопроводность объекта вычисляется по формуле

$$X = \frac{R_0^2}{2,25} \exp \left[\frac{\beta}{\alpha} + 2A \left(1 - \frac{1}{\text{ОП}} \right) \right].$$

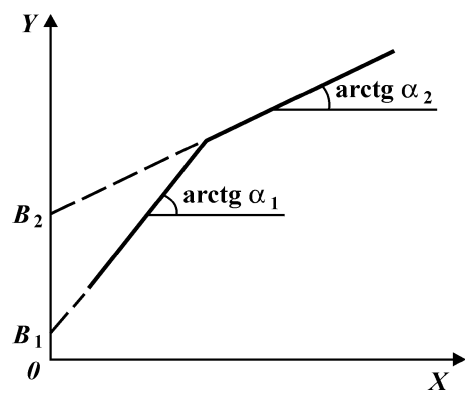


Рис. 10.2. График зависимости Y от X

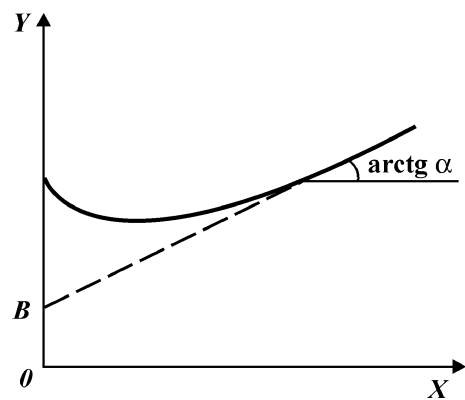


Рис. 10.3. График зависимости Y от X

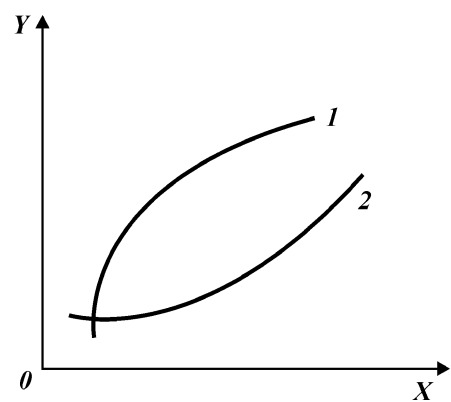


Рис. 10.4. График зависимости Y от X

Если график зависимости $Y-X$ в координатах (10.12) состоит из двух прямолинейных участков (рис. 10.2) с угловыми коэффициентами α_1 , α_2 и отрезками B_1 , B_2 , отсекаемыми продолжениями прямых на оси ординат, то без дополнительной информации скин-эффект

$$S = 0,5 \left(\frac{B_2}{\alpha_2} - \frac{B_1}{\alpha_1} + \ln \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \right).$$

Гидропроводность в радиусе ПЗП

$$E_1 = (4\pi\alpha_1)^{-1}.$$

$$R_1 = R_0 \exp \frac{\alpha_2 S}{\alpha_1 - \alpha_2}.$$

Гидропроводность удаленной зоны пласта

$$E_{\pi} = (4\pi\alpha_2)^{-1}.$$

Если график зависимости $Y-X$ в координатах (10.12) имеет вид, изображенный на рис. 10.3, что характерно для трещиноватых и трещиновато-пористых пластов, то искомые параметры определяются по прямолинейному участку.

Если график зависимости $Y-X$ в координатах (10.12) нелинейный (рис. 10.4), то возможны лишь качественные выводы:

вокруг скважины имеется весьма существенная по значению и степени загрязнения ПЗ (см. рис. 10.4, кривая 1);

на небольшом расстоянии от скважины имеет место сброс, выклинивание или область с пониженной проницаемостью (см. рис. 10.4, кривая 2).

Для обработки результатов исследования пласта, полученных с помощью пластоиспытателей на трубах, необходима следующая информация: γ — плотность пластовой жидкости, кг/м³; S_6 — площадь внутреннего сечения буровых труб, м²; T_1 , T_2 — продолжительность соответственно открытого и закрытого периодов, с; $p_1(t)$ — график забойного давления в открытый период, кривая притока (КП), МПа; $p_2(t)$ — график забойного давления в закрытый период, кривая восстановления давления, МПа.

При обработке результатов исследования пласта операционным методом приведенные координаты X и Y вычисляются по следующим формулам:

$$X = \ln 0,561 t_0;$$

$$Y = \frac{[t_0^2 p_{\text{пл}} - t_0 \bar{p}_2(t_0)] \gamma}{S_0 \bar{p}_1(t_0) (1 - e^{-T_1(t_0)})}, \quad (10.14)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа.

Для увеличения точности результатов исследования пласта рекомендуется выбирать продолжительность периода притока максимально возможной.

10.5. ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И ЗАКЛЮЧЕНИЯ О КАЧЕСТВЕ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА ИЛИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

1. Объединение.
2. Месторождение.
3. Площадь.
4. Номер скважины.
5. Глубина скважины.
6. Интервал продуктивного пласта.
7. Интервал исследованного объекта.
8. Технология вскрытия:
способ бурения,
режим бурения,
режим промывки,
тип промывочной жидкости,
компонентный состав промывочной жидкости,
промежуток времени от момента вскрытия объекта до начала исследования.
9. Технология освоения:
способ крепления продуктивной части пласта,
способ перфорации,
способ вывоза притока,
промежуток времени от момента вызова притока до начала исследования.
10. Методы гидродинамического исследования.
11. Результаты исследования:
индикаторная диаграмма (ИД),
кривая восстановления давления (КВД) с исходной информацией (10.4).
12. Обработка результатов исследования:
метод обработки,
график в преобразованных координатах.
13. Вычисленные показатели качества ОП и $\sigma_{\text{ОП}}^2$ или S и σ_s^2 .

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. — М.: Недра, 1990.
2. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т. — М.: Недра, 1998—1999.
3. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. — М.: Недра, 1980.
4. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. — М.: Недра, 1958.
5. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. — М.: Недра, 1997.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. Справочное пособие; Под ред. Р.С. Яремийчука — М.: Недра, 1999.
7. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. — М.: Недра, 1996.
8. Вяхирев Р.И., Кортаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. — М.: Недра, 1998.
9. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. — М.: Гостоптехиздат, 1963.