

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Л. Н. Долгих

**КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ
И ОСВОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Электронное учебное пособие для студентов
специальности 130504 "Бурение нефтяных и газовых скважин"

ПЕРМЬ – 2007 г.

УДК 622.245(075)

Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие /Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.

В учебном пособии кратко изложены вопросы технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, испытания пластов в процессе бурения и в крепленном стволе скважин, методика проектирования конструкции скважин, методы и расчеты крепления скважин, дана характеристика основных тампонажных материалов. Изложена технология консервации и ликвидации скважин. Приведенные методики соответствуют действующим нормативным документам.

Пособие предназначено для студентов специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин», и может быть использовано студентами специальностей 130304 «Геология нефти и газа», 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» при изучении дисциплин бурового цикла.

Рецензенты:

докт. техн. наук Н.И. Крысин (ПермНИПИнефть);
доцент В.П. Болотов (Пермский государственный технический университет)

© Пермский государственный
технический университет

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
Основные обозначения, принятые в учебном пособии	6
1. Первичное вскрытие продуктивных пластов	9
1.1. Способы вскрытия продуктивных пластов	9
1.2. Характеристика процессов, происходящих в пристволенной зоне продуктивного пласта при первичном вскрытии	10
1.3. Выбор буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов	16
1.4. Вскрытие пластов с АВПД, противовыбросовое оборудование	19
1.5. Вскрытие пластов на условиях равновесия давлений и депрессии	21
2. Испытание продуктивных пластов в процессе бурения	24
2.1. Классификация способов испытания пластов	24
2.2. Исследование скважин опробователями пластов	26
2.3. Исследование скважин трубными пластоиспытателями	30
2.4. Качественный анализ диаграмм глубинных манометров	33
2.5. Расчет компоновки бурильной колонны при испытании пласта	35
2.6. Испытание пластов с использованием эжекторного пластоиспытателя	39
3. Конструкция нефтяных и газовых скважин	41
3.1. Цели и способы крепления скважин	41
3.2. Понятие о конструкции скважины	43
3.3. Конструкции призабойной зоны скважин	45
3.4. Проектирование конструкции скважины	49
4. Крепление скважин обсадными колоннами	57
4.1. Конструкции обсадных труб и их соединений	57
4.2. Прочностные характеристики обсадных труб	62
4.3. Условия работы обсадных колонн	64
4.4. Расчет обсадных колонн	66
4.5. Подготовка скважин к спуску обсадной колонны	74
4.6. Подготовка обсадных труб к спуску в скважину	78
4.7. Технологическая оснастка обсадных колонн	78
4.8. Технология и организация спуска обсадных колонн	82
4.9. Осложнения и аварии при спуске обсадных колонн	85
5. Тампонажные материалы	86
5.1. Классификация тампонажных материалов	86
5.2. Основные базовые тампонажные материалы	86
5.3. Процессы, происходящие при твердении тампонажного раствора	89
5.4. Регулирование свойств тампонажных материалов	93
5.5. Коррозия цементного камня	95
6. Цементирование обсадных колонн	97
6.1. Способы цементирования обсадных колонн	97
6.2. Факторы, влияющие на качество цементирования	112
6.3. Осложнения при цементировании скважин	115
6.4. Организация процесса цементирования обсадных колонн	118
6.5. Методика расчета цементирования обсадных колонн	119

6.6. Контроль качества цементирования обсадных колонн	133
6.7. Проверка герметичности обсадных колонн	136
7. Вторичное вскрытие продуктивных пластов	138
7.1. Способы перфорации обсадных колонн	138
7.2. Технология перфорационных работ	150
8. Освоение скважин	155
9. Испытание продуктивных пластов в обсаженном стволе	169
10. Заключительные работы при строительстве скважин	173
10.1. Обвязка устья скважин	173
10.2. Передача скважин заказчику	176
10.3. Консервация скважин	177
10.4. Ликвидация скважин	180
Библиографический список	188

Введение

Электронное учебное пособие «Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин» освещает основные разделы курса «Заканчивание скважин» и предназначено для студентов специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Основная цель пособия – формирование у студентов знаний по вопросам теории и практики основных технологических процессов, связанных с креплением скважин, вскрытием и испытанием продуктивных пластов, освоением, консервацией и ликвидацией нефтегазовых скважин.

Задачи учебного пособия – содействие усвоению студентами научных основ, терминов и понятий, а также основных методик расчета и составления проектов на крепление, испытание и освоение скважин, консервацию и ликвидацию скважин.

При работе с учебным пособием студенты должны использовать знания, полученные при изучении предшествующих дисциплин: основы нефтегазопромыслового дела, физика пласта, подземная гидромеханика, технология бурения нефтяных и газовых скважин и др.

Учебное пособие структурировано в соответствии с рабочей программы дисциплины «Заканчивание скважин» и содержит 4 модуля. При переходе к изучению последующего модуля предусмотрен промежуточный контроль знаний студентов по предыдущему модулю путем тестирования.

При получении неудовлетворительной оценки за тест по модулю, а также при не правильных ответах по отдельным вопросам теста программа указывает студенту темы, которые необходимо повторить.

В конце изучения материалов учебного пособия студент должен сдать тест (экзамен) по всей дисциплине (40 вопросов за 40 минут).

Учебное пособие работает в программе eCourse Publisher Plaeyer.

Основные обозначения, принятые в учебном пособии

A_y - альтитуда устья скважины;

D_C - диаметр скважины, м;

D_D - диаметр долота, м;

D_H - наружный диаметр обсадной колонны, м;

D_B - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

D'_B - внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, м;

d_{bi} - внутренний диаметр i - секции обсадной колонны, м;

e - основание натурального логарифма (2,73);

F_T - площадь тела трубы, м²;

F_{TP} - площадь канала обсадной колонны, м²;

$F_{КП}$ - площадь кольцевого пространства, м²;

H - глубина скважины по вертикали, м;

H_K - гипсометрическая отметка кровли продуктивного горизонта;

H_O - глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м;

$H_{ПЛ}$ - глубина залегания пласта, м;

H_y - глубина уровня жидкости в обсадной колонне, м;

h - глубина уровня цементного раствора за колонной, м;

$h_{пл}$ - толщина пласта, м;

$h_{ст}$ - высота цементного стакана, м;

h_3 - глубина зумпфа, м;

g - ускорение свободного падения (9,81 м/с²);

$K_{П}$ - остаточный коэффициент приемистости ствола скважины, м³/ч·МПа

k_B - коэффициент безопасности для предотвращения гидроразрыва горных пород;

k_P - коэффициент превышения гидростатического давления скважине над пластовым (коэффициент репрессии);

$k_{сж}$ - коэффициент сжимаемости продавочной жидкости;

L - длина ствола скважины, длина обсадной колонны, м.

$L_{ПЛ}$ - глубина залегания пласта (по стволу), м;

L_0 - глубина спуска предыдущей обсадной колонны (по стволу), м;

l_i - длина труб i - ой секции, м;

$l_{бж}$ - длина столба буферной жидкости, м;

m - водоцементное отношение.

[$n_{ВН}$] - нормативный коэффициент запаса прочности при расчете на внутреннее давление;

[$n_{СМ}$] - нормативный коэффициент запаса прочности на смятие;

[$n_{СТР}$] - нормативный коэффициент запаса прочности на растяжение (страгивание) для вертикального ствола скважины;

[$n'_{СТР}$] - нормативный коэффициент запаса прочности на растяжение (страгивание) для изогнутого участка ствола скважины;

Q - производительность насосов, дебит, расход жидкости, м³/с;

Q_P - растягивающая нагрузка на обсадную колонну кН;

Q_T - растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы становится равным пределу текучести, кН;

$Q_{СТР}$ – сдвигающая нагрузка для труб, соединяемых треугольной резьбой (прил. 1), кН;
 ΣQ_I – суммарная масса секций; кН;
 $Q_{П}$ – приемистость пласта или ствола в целом в процессе его опрессовки, м³/ч.
 q_i – масса одного метра труб i -ой секции, кг;
 q – расход тампонажного материала для приготовления 1 м³ цементного раствора, кг/м³;
 $q_{ца}$ – производительность цементирующего агрегата, л/с;
 $q_{см}$ – производительность цементосмесительной машины, л/с;
 $P_{Г}$ – горное давление, МПа;
 $P_{ПЛ}$ – пластовое давление, МПа;
 $P_{ГРП}$ – давление гидроразрыва горных пород, МПа;
 $P_{ПОР}$ – поровое давление, МПа;
 $P_{ТР}$ – потери давления по длине в обсадной колонне, МПа;
 $P_{КП}$ – потери давления по длине в кольцевом пространстве, МПа;
 $P_{У}$ – давление на устье скважины, МПа;
 $\Delta P_{У}$ – дополнительное давление на устье скважины при ликвидации проявлений, МПа;
 $P_{ОПР}$ – давление опрессовки, МПа;
 $P_{НАС}$ – давление насыщения газа, МПа;
 $P_{НИ}$ – наружное избыточное давление, МПа;
 $P_{Н}$ – наружное давление, МПа;
 $P_{В}$ – внутреннее давление, МПа;
 $P_{КР}$ – критическое внутреннее давление для обсадных труб, МПа;
 $P_{СМ}$ – критическое сминающее давление для обсадных труб без учета осевого растяжения, МПа;
 $P'_{СМ}$ – критическое сминающее давление для обсадных труб с учетом осевого растяжения, МПа;
 $T_{СР}$ – средняя температура по стволу скважины, К°;
 $T_{У}$ – температура на устье скважины, К°;
 $T_{ПЛ}$ – температура в продуктивном пласте, К°;
 $T_{НЗ}$ – начало загустевания цементного (тампонажного) раствора;
 t – толщина стенки обсадных труб, мм;
 $V_{КП}$ – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, м/с;
 $w_{ТР}$ – скорость движения жидкости в трубах, м/с;
 $w_{КП}$ – скорость движения жидкости в кольцевом пространстве, м/с;
 $Z_{М}$ – глубина установки цементирующей муфты, м;
 α – коэффициент уширения ствола скважины;
 $\alpha_{ПЛ}$ – эквивалент градиента пластового давления;
 $\alpha_{ГРП}$ – эквивалент градиента давления гидроразрыва пород;
 α_{10} – интенсивность искривления ствола скважины, °/10 м;
 β – зенитный угол ствола скважины, град.
 $\beta_{СЖ}$ – коэффициент сжимаемости газа;
 Δ – радиальный зазор между элементом обсадной колонны с максимальным диаметром и стенкой скважины, мм;

δ - зазор между долотом и внутренней стенкой одсадной колонны, м
 $\rho_{ц.р}$ – плотность цементного раствора, кг/м³;
 ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³;
 $\rho_{ор}$ – относительная плотность бурового раствора (по отношению к плотности пресной воды);
 $\rho_ж$ - плотность жидкости, заполняющей обсадную колонну, кг/м³;
 $\rho_{ож}$ – относительная плотность жидкости, заполняющей обсадную колонну (по отношению к плотности пресной воды);
 $\rho_{пр}$ – плотность продавочной жидкости, кг/м³;
 $\rho_{ц}$ - плотность цементного порошка, кг/м³;
 $\rho_{бж}$ - плотность буферной жидкости, кг/м³;
 ρ_n - плотность нефти, кг/м³;
 $\rho_{гс}$ – плотность жидкости, заполняющей поры цементного камня, кг/м³;
 $\lambda_{тр}$ - коэффициент гидравлических сопротивлений в трубах;
 $\lambda_{кп}$ - коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве;
 λ_1 – коэффициент, учитывающий влияние размеров соединения и его прочностные характеристики;
 λ_2 – коэффициент, учитывающий влияние формы тела трубы и ее прочностные характеристики;
 μ - коэффициент Пуассона для горных пород
 ρ_g - относительная плотность газа по воздуху;
 ρ_t - плотность сухого тампонажного материала (смеси), кг/м³,
 ρ_v - плотность жидкости затворения (воды), кг/м³,
 σ_T - предел текучести материала труб, МПа;

1. Первичное вскрытие продуктивных пластов

1.1. Способы первичного вскрытия продуктивных пластов

В зависимости от горно-геологических условий и гидродинамического состояния залежи применяются три способа первичного вскрытия продуктивных пластов, основным отличительным признаком которого является величина дифференциального давления, создаваемого в процессе разбуривания продуктивного пласта.

Первый способ (традиционный) основан на принципе превышения давления в скважине над пластовым (вскрытие на репрессии). Создание репрессии позволяет поддерживать безопасные с точки зрения предупреждения ГНВП условия бурения скважины. Этот способ вскрытия пластов является основным в мировой и отечественной практике. Во избежание нарушения технологии буровых работ и снижения технико-экономических показателей бурения, величина репрессии регламентируется «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18].

Промысловый опыт свидетельствует об эффективности репрессивного способа бурения скважин в условиях, не осложненных неустойчивостью и низкой прочностью горных пород, наличием в разрезе пластов с аномально низкими давлениями (АНПД). Однако в осложненных условиях применение этого способа сопровождается поглощениями бурового раствора, гидроразрывами горных пород, прихватами инструмента, значительным загрязнением ПЗП и др. явлениями, снижающими технико-экономические показатели строительства скважин.

Второй способ вскрытия пластов предполагает регулирование давления в скважине на уровне близкого к пластовому (вскрытие пластов на «равновесии»). Во избежание газонефтеводопроявлений (ГНВП) и выбросов применение этого метода возможно только в определенных условиях бурения скважин и допустимых пределах снижения давления в скважине. Этот способ реализуется с применением растворов низкой плотности, аэрированных жидкостей и пен. Иногда используют 2 вида бурового раствора. Он используется для вскрытия пластов с низкими пластовыми давлениями. Поскольку в процессе бурения трудно выдержать равенство забойного и пластового давления, устанавливают допустимые отклонения дифференциальных давлений. Обычно они не превышают ± 3 МПа [17].

Третий способ вскрытия пластов реализуется на принципе поддержания забойного давления на уровне ниже пластового (вскрытие пластов на депрессии). Этот способ в настоящее время находит все более широкое применение в буровой практике в условиях низких пластовых давлений. Способ вскрытия пластов на депрессии предполагает применение промывочных жидкостей, характеризующихся низкой плотностью (аэрированных растворов, пен, газов). При вскрытии пластов на депрессии устье скважины герметизируется, а замкнутая циркуляционная система и позволяет отделять и утилизировать поступающие пластовые флюиды (нефть, газ). В процессе вскрытия пласта таким способом одновременно идет

приток пластового флюида, который должен от циркулирующего очистного агента. Два последних способа реализуются при герметизированном устье скважины.

Все три способа вскрытия продуктивных пластов объединяет единый подход к разработкам технологических решений при их реализации – контролю и регулированию дифференциальных давлений в условиях гидродинамической связи вскрываемых пластов и скважины.

К способу вскрытия продуктивных пластов и конструкции забоя скважин предъявляются ряд требований:

- обеспечивать эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с продуктивным пластом (пластами);
- поддерживать устойчивость горных пород ПЗП и предупреждать обрушение стенок скважины;
- создать условия селективного вскрытия продуктивных и изоляцию водо- и газонасыщенных пропластков;
- обеспечить прохождение к забою необходимого оборудования, инструмента и геофизической аппаратуры;
- обеспечивать необходимым объемом информации на протяжении времени эксплуатации скважины.

По геологическим условиям залегания различают 4 типа объектов эксплуатации:

- 1 – коллектор однородный, прочный, близко расположенных высоконапорных горизонтов нет;
- 2 - коллектор однородный, прочный, у кровли пласта имеется газовая шапка или близко расположенные напорные объекты;
- 3 - коллектор неоднородный, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо и газосодержащих участков с различными пластовыми давлениями;
- 4 – коллектор слабосцементированный, с нормальным или низким пластовым давлением, при его эксплуатации имеет место вынос песка.

1.2. Характеристика процессов, происходящих в пристволенной зоне продуктивного пласта при первичном вскрытии.

Коллекторские свойства пород в призабойной зоне изменяются в результате физического и физико-химического воздействия.

По традиционной технологии бурения первичное вскрытие продуктивных пластов ведется на режиме репрессии с использованием для промывки скважины буровых растворов на водной основе.

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [18] установлено, что плотность бурового раствора при вскрытии флюидонасыщенных пластов должна определяться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

- 10% для пластов, залегающих на глубине до 1200 м (но не более 1,5 МПа);
- 5% для пластов, залегающих на глубине глубиной выше 1200 м (но не более 2,5-3,0 МПа).

В действительности репрессии на продуктивные пласты оказываются существенно большими из-за дополнительных давлений от динамических процессов, возникающих при движении бурового раствора или бурового инструмента в стволе скважины.

При первичном вскрытии (разбуривании) продуктивных пластов за счет активного взаимодействия очистных агентов со стенками скважины происходит ухудшение коллекторских свойств в пристволевой зоне пласта за счет коагуляции порового пространства твердой фазой и проникновения в пласт фильтрата бурового раствора (рис. 1.1).

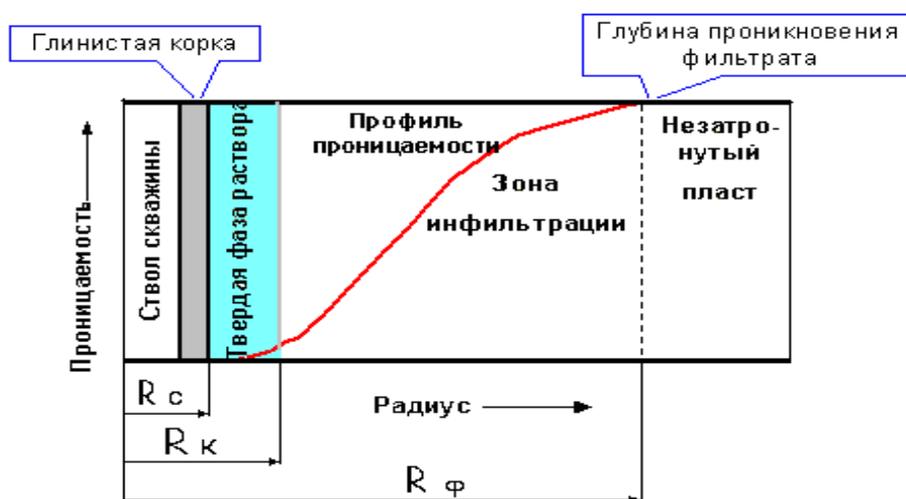


Рис. 1.1. Схема загрязнения призабойной зоны скважины

К сожалению, в большинстве случаев этот процесс не поддается контролю. Поэтому важно знать какие факторы и как влияют на этот процесс, что позволит регулировать параметры технологического процесса вскрытия пластов и уменьшить степень загрязнения ПЗП.

Важнейшими факторами, которые влияют на изменение коллекторских свойств, являются геолого-физические свойства горных пород, дифференциальное давление, тип и свойства промывочной жидкости, время воздействия раствора на пласт.

В течение времени контакта бурового раствора с продуктивным пластом в условиях репрессии в ПЗП формируется четыре зоны [17]:

- фильтрационная корка на стенках скважины;
- коагуляционный слой в поровом пространстве;
- зона порового пространства, промытая от пластового флюида;
- зона порового пространства, заполненного смеси фильтрата раствора и пластового флюида.

Формирование фильтрационной корки на стенке скважины и глубина

зоны кольматации ПЗП существенно зависит от соотношения размеров пор ($d_{\text{п}}$) и частиц твердой фазы бурового раствора ($d_{\text{ч}}$).

В соответствии с критерием А. Абрамса [27] при $d_{\text{ч}} > 1/3 d_{\text{п}}$ проникновения твердой фазы в поровое пространство практически не происходит, частицы задерживаются на стенке скважины, образуется фильтрационная корка. Фильтрационная корка, особенно у глинистых растворов, формируется достаточно быстро после 5-15 мин после вскрытия проницаемого участка. Ее толщина может достигать 1- 10 мм. Фильтрационная корка оказывает основное влияние на гидроизоляцию продуктивного пласта. Она ограничивает проникновение фильтрата бурового и цементного раствора в ПЗП. Фильтрационная корка (пленка) должна быть тонкой (до 1 мм) и плотной. Такая корка формируется при использовании высококачественных буровых растворов с низким показателем фильтрации (до $10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$), ее проницаемость на несколько порядков меньше проницаемости пород продуктивного пласта.

Толстая и рыхлая фильтрационная корка (некачественный буровой раствор) не предотвращает фильтрацию дисперсионной среды в пласт, так как она характеризуется высокой проницаемостью. Кроме того, такая корка в ходе спуско-подъемных операций (СПО) многократно сдвигается со стенок скважины, что приводит к зажаткам и прихватам бурильного инструмента.

При $1/3 d_{\text{п}} < d_{\text{ч}} < 1/10 d_{\text{п}}$ частицы твердой фазы бурового раствора проникают в приствольную зону пласта на небольшую глубину (10 - 30 мм). Зона кольматации проницаемого пласта формируется одновременно с формированием фильтрационной корки. Проницаемость пласта в зоне кольматации снижается в 2 – 10 раз. Глинистые частицы имеют, попадая в поровое пространство, образуют очень прочные связи с поверхностью стенок пор. Эта зона может исказить результаты испытания пласта в процессе бурения скважины, но при освоении скважины зона кольматации такой толщины легко разрушается методами перфорации или в ходе мероприятий, проводимых для интенсификации притока нефти (кислотные обработки, переменные депрессии, вибро- и теплогазохимическое воздействие и др.).

При $d_{\text{ч}} < 1/10 d_{\text{п}}$ происходит неконтролируемое глубокое проникновение (до 1 м) твердой фазы бурового раствора в продуктивный пласт. При этом на 1-2 порядка может снизиться проницаемость приствольной зоны пласта, которая не восстанавливается в полном объеме при вторичном вскрытии и освоении скважины.

Особенно глубокое проникновение твердой фазы в продуктивные пласты происходит при наличии в породе естественных трещин и при неконтролируемом (самопроизвольном) гидроразрыве горных пород, которое происходит при нарушении технологии бурения или цементирования скважины. При самопроизвольном ГРП образуются глубокие (на несколько десятков метров) трещины в пласте, которые быстро заполняются буровым или тампонажным раствором. При загущении или отверждении этих растворов вокруг скважины образуются глинизированные или цементные экраны, которые существенно снижают приток пластовых флюидов в скважины при ее освоении. Отмечены случаи проникновения гематита (утяжелитель в составе

бурового раствора) на расстоянии 90 м от скважины [8]. Чаще всего в таких скважинах при их испытании и освоении вообще не удается получить приток.

Большое отрицательное влияние на качество вскрытия, коллекторские свойства продуктивного пласта оказывает фильтрат бурового раствора, т.к. он проникает в приствольную зону пластов на большую глубину по сравнению с твердой фазой (до 2 – 3м) и взаимодействие его со скелетом породы и флюидами более сложное.

При использовании растворов на водной основе в промытой от пластового флюида зоне при смачивании стенок пор и трещин, увеличении количества связанной воды, существенно снижается фазовая проницаемость для нефти (рис. 1.2.).

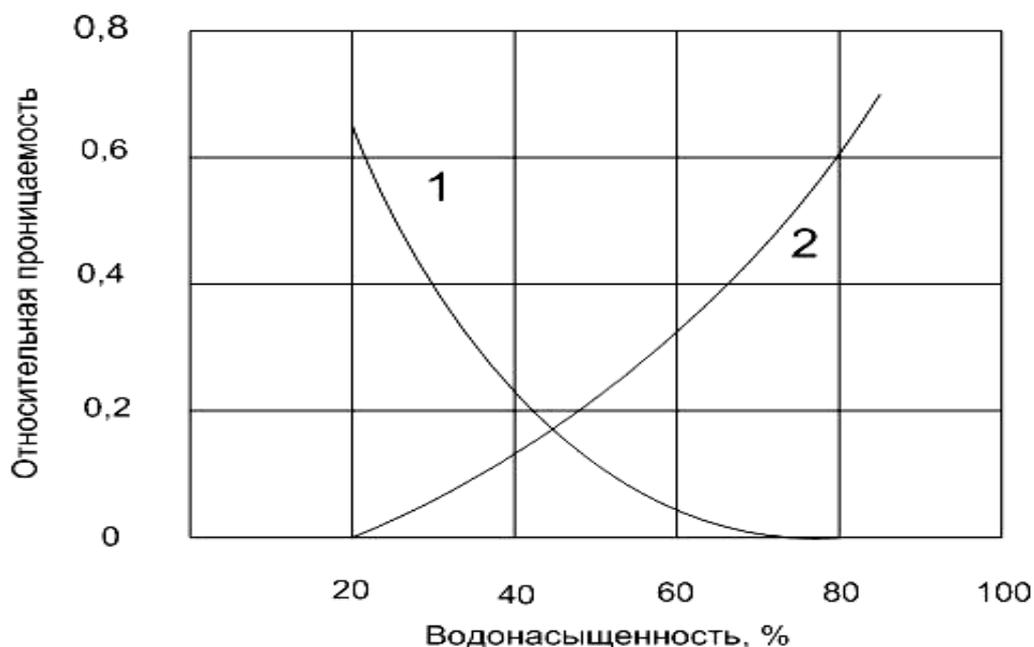


Рис. 1.2. Зависимость относительной проницаемости песчаника для нефти (1) и воды (2) от водонасыщенности порового пространства

Под действием водного фильтрата происходит набухание глинистых частиц, содержащихся как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. Набухание глинистых частиц коллектора существенно повышается при обработке растворов реагентами — пептизаторами и стабилизаторами (кальцинированная и каустическая сода, триполифосфат натрия и др.). Это приводит к дополнительной коагуляции пор, снижению проницаемости коллектора. Наибольший эффект закупоривания происходит в коллекторах с низкой проницаемостью [8,17].

При взаимодействии фильтрата раствора с нефтью могут выпадать осадки асфальтосмолистых веществ, парафинов, происходит окисление нефти, образуются высоковязкие эмульсии. В результате химических реакций фильтрата с пластовым флюидом в порах коллектора могут выпадать осадки (рис.1.3.).

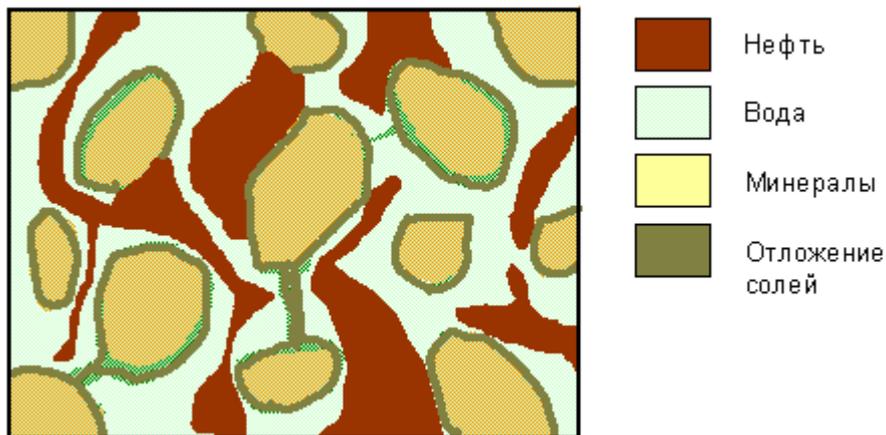


Рис. 1.3. Солеотложение в поровом пространстве коллектора

Третьим гидроизолирующим барьером между естественно насыщенным пластом и скважиной является зона смешения фильтрата бурового раствора с пластовым флюидом. Радиус такой зоны может составлять от нескольких до десятков метров [8,17]. В этой зоне могут выпадать осадки труднорастворимых солей (сульфаты кальция, магния и др.), асфальтосмолистых веществ, парафинов, происходит окисление нефти, образуются высоковязкие эмульсии.

Все эти нежелательные явления зависят от способности раствора отдавать дисперсионную среду (фильтрат), перепада давления (репрессии) и от времени взаимодействия раствора с пластом.

Объем фильтрата бурового раствора, который зайдет в пласт (V_{Φ}) можно рассчитать так:

$$V_{\Phi} = 2\pi R_C h \Phi_D t,$$

где:

Φ_D - показатель фильтрации динамический,

t - время фильтрации.

Этот же фильтрат займет в поровом пространстве пласта объем, равный:

$$V_{\Phi} = \pi (R_{\Phi}^2 - R_C^2) h_{пл} k_{пор},$$

где: R_{Φ} - радиус (глубина) проникновения фильтрата в приствольную зону пласта.

Из этих выражений, приравняв их друг с другом, можно получить оценочную глубину проникновения фильтрата раствора в пласт:

$$r_{\Phi} = \sqrt{\frac{2\Phi_D r_c t}{k_{пор}} + r_c^2}$$

Существенные изменения в ПЗП происходят и при цементировании обсадных колонн. Прокачка цементных растворов по затрубному пространству сопряжены с резким повышением гидростатического и гидродинамического

давления в стволе скважины. Это обусловлено большой плотностью цементных растворов (1800 - 2000 кг/м³ и более) и высокими скоростями закачки (необходим турбулентный режим). Причем подвижность цементных растворов со временем быстро уменьшается. Возникающие большие давления при продавке цементных растворов могут приводить к раскрытию существующих трещин или разрыву продуктивных толщ по наиболее проницаемым слоям и уходу цементных растворов в пласт. В результате наиболее продуктивные интервалы пласта цементируются и совершенно исключаются из числа продуктивных, т.к. восстановить их проницаемость в дальнейшем не представляется возможным. Кроме того, цементные растворы, как правило, характеризуются высокими показателями фильтрации (на 2-3 порядка выше, чем буровые растворы), что существенно увеличивает глубину проникновения фильтрата.

Загрязняющее действие бурового раствора на приствольную зону проницаемых пластов можно оценить и по величине Скин-эффекта и коэффициенту призабойной закупорки пласта.

Скин-эффект показывает на сколько надо повысить разницу давлений (ΔP) на границах загрязненной (призабойной) зоны пласта, чтобы дебит скважины (Q) остался прежним (до загрязнения):

Теоретически скин-эффект можно определить как:

$$S_K = \ln \frac{r_3}{r_c} \left(\frac{k}{k_3} - 1 \right),$$

где: μ - вязкость фильтрующейся жидкости (нефти),
 k - проницаемость незагрязненного пласта,
 k_3 - проницаемость загрязненной зоны пласта,
 r_3 - радиус зоны загрязнения,
 r_c - радиус скважины.

В промысловой практике величину скин-эффекта (S_K) и величину депрессии (ΔP_S), необходимой для преодоления призабойной закупорки рассчитывают по формулам [17]:

$$S_K = 1,151 \left(\frac{P_{пл} - P_{CP}}{0,183 \frac{q_{CP} \mu b}{kh}} - \lg \frac{t_{пл}}{60} - 2,63 \right)$$

$$\Delta P_S = \frac{q_{CP} \mu}{2\pi kh} S_K$$

где: $P_{пл}$ – пластовое давление;
 P_{CP} – среднее конечное давление на кривых притока;
 μ - вязкость фильтрующейся жидкости (нефти);
 k - проницаемость незагрязненного пласта;
 q_{CP} – средний конечный дебит;
 b – коэффициент объемного сжатия нефти;

h – толщина пласта;

t_{II} – время притока.

При $S_K > 0$ можно говорить о загрязнении пласта, при $S_K < 0$ - о том, что в пристволенной зоне повысилась проницаемость (при проведении мероприятий по очистке пристволенной зоны в ходе освоения скважины).

Коэффициент призабойной закупорки пласта отражает изменение фильтрационных характеристик ПЗП:

$$K_3 = \frac{(kh/\mu)_{уд}}{(kh/\mu)_{ПЗП}}$$

$(kh/\mu)_{уд}$ – коэффициент гидропроводности удаленной, не загрязненной зоны пласта;

$(kh/\mu)_{ПЗП}$ - коэффициент гидропроводности призабойной зоны пласта;

Если $K_3 > 2$, то призабойная зона считается закупоренной. При $K_3 < 0,8$ призабойная зона считается дренированной, ее фильтрационные свойства выше естественных.

Скин-эффект и коэффициент закупорки определяются расчетным путем по данным испытания пластов по методу Хорнера [16].

Таким образом, описанные физические и физико-химические явления, сопровождающие процессы разбуривания продуктивной толщи и цементирования обсадных колонн, могут значительно ухудшить характеристику призабойной зоны пласта. В промышленной практике имеют место случаи, когда после завершения строительства скважины не удается установить гидродинамическую связь скважины с продуктивными пластами.

1.3. Выбор буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов.

Для разбуривания продуктивных пластов должны использоваться буровые растворы, отвечающие следующим требованиям:

- твердая фаза бурового раствора не должна глубоко проникать в пласт (содержание частиц размером $d_{ч} \leq 1/3 d_{II}$ должно быть не более 5 %);

- фильтрат раствора не должен способствовать набуханию глинистых частиц коллектора;

- плотность раствора должна обеспечивать минимально допустимую репрессию на пласт;

- показатель фильтрации раствора должен быть минимальным (до 10 см³/30 мин);

- поверхностное натяжение на границе раздела фаз “фильтрат-флюид” должно быть минимальным;

- минерализация и солевой состав фильтрата раствора по возможности должен быть близким к составу пластового флюида;

- раствор должен обеспечивать высокую скорость бурения без осложнений с целью сокращения времени его контакта с продуктивным

пластом.

По загрязняющей способности очистные агенты можно расположить в следующий ряд:

- газообразные агенты;
- аэрированные растворы (пены);
- эмульсии;
- растворы на нефтяной основе;
- минерализованные растворы;
- растворы на основе пресной воды;
- утяжеленные растворы.

Если пласт характеризуется коэффициентом аномальности $k_a \ll 1$ (зона АНПД), то для его вскрытия могут быть использованы газообразные агенты (обедненный по кислороду воздух, отработанные газы ДВС и др.), аэрированные жидкости (пены).

При $k_a \approx 0,9$ могут использоваться пены, эмульсии, растворы на нефтяной основе.

В случае низких пластовых давлений ($k_a \leq 1$) возможно вскрытие пластов на «равновесии» забойного и пластового давления или даже на «депрессии», т.е. когда $P_{пл} > P_3$. Однако это допускается в исключительных случаях при наличии соответствующих планов работ, согласованных с органами Гостехнадзора РФ. При этом требуется герметизация устья скважины при бурении.

Если $k_a \geq 1$, то в большинстве случаев вскрытие пластов производится на репрессии с применением безглинистых или малоглинистых полимерных или полимерсолевых буровых растворов плотностью 1,10 - 1,16 г/см³.

Зоны с АВПД ($k_a \gg 1$) приходится разбуривать с использованием утяжеленных буровых растворов, хотя их загрязняющая способность наиболее значительна.

Для снижения влияния гидродинамического давления на продуктивные пласты иногда при роторном бурении ограничивают интенсивность промывки ствола скважины, а выбуренную породу собирают в шламоуловители, которые включаются в компоновку низа бурильной колонны (КНБК).

Для снижения гидродинамической составляющей давления на пласт ограничивают скорость спуска бурильной колонны и снижают вязкость бурового раствора.

Технология и качество вскрытия продуктивных пластов, прежде всего применяемые при этом буровые растворы, оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели, геолого-геофизическую информативность результатов исследования разреза, качество строительства и эффективность эксплуатации скважины в конечном счете - на достоверность оценки запасов и эффективность разработки месторождения.

До недавнего времени основной объем бурения при вскрытии продуктивных пластов осуществлялся с применением глинистых буровых растворов. Недостаток этого типа растворов заключается в отрицательном влиянии на коллекторские свойства продуктивных пластов. Достаточно

отметить, что коэффициент восстановления проницаемости пласта после вскрытия на глинистом растворе при освоении скважин не превышает 50 %.

Новым и наиболее перспективным направлением работ в этой области является разработка безглинистых полимерных растворов. В настоящее время в основном используются два типа полимерных растворов:

- высоковязкие коллоидные растворы полимеров без дисперсной фазы;
- полимерные растворы с полимерсолевой дисперсной фазой на основе «сшитых» полимеров.

Первый тип растворов представляет собой высоковязкий коллоидный раствор водорастворимого полимера-загустителя (полиакриламида, КМЦ или др.) с концентрацией 0,2 - 0,5 %. Эти растворы имеют плотность 1000 - 1010 кг/м³, которая эффективна при вскрытии продуктивных пластов с низким пластовыми давлениями, но недостаточна для вскрытия пластов с высоким пластовым давлением.

Утяжеление растворов может быть достигнуто путем введения в раствор солей натрия, калия, кальция и других металлов, а также растворением полимера в минерализованной пластовой воде (полимерсолевые растворы). Введение в полимерный раствор добавок солей, а также разбавление его минерализованной пластовой водой существенно снижает его вязкость. В связи с этим, для обеспечения требуемой вязкости бурового раствора необходимо в отдельных случаях повышать концентрацию полимера в растворе до 0,6 - 1,2 %. Этот тип полимерного раствора рекомендуется для вскрытия продуктивных пластов с проницаемостью менее 0,050 мкм.

Второй тип растворов называют также полимер-дисперсным. Они отличаются тем, что дополнительно содержит полимерсолевую дисперсную фазу в виде нерастворимых в воде микрогелей разной формы и размеров, а также редкосшитой структурой полимера в растворе. Для получения такого раствора в раствор первого типа дополнительно вводят небольшие количества (0,03 - 0,10 %) солей алюминия или других трехвалентных металлов, являющихся «сшивающими» агентами между молекулами полимера, которые приводят к образованию пространственной структуры и полимер-солевой дисперсной фазы. Целесообразно использовать в качестве добавок хлористые и оксихлористые соли трехвалентных металлов, т.к. их анионы не образуют твердых осадков кальция и магния. Полимер-дисперсные растворы более стабильны, полимер в них более устойчив к деструкции.

Количество ингредиентов в растворе зависит от марки полимера, геолого-технических и гидрогеологических условий бурения и заканчивания скважин.

Технологические показатели свойств полимер-дисперсных растворов изменяются в следующих пределах: плотность 1000 - 1350 кг/м³, условная вязкость 18 - 50 с, показатель фильтрации 4 - 10 см³ за 30 минут, рН = 6 - 9.

Промысловые испытания некоторых рецептов этих растворов показали, что основными преимуществами полимерных растворов по сравнению с глинистыми являются:

- отсутствие в исходном растворе твердой фазы;
- незначительная фильтрация раствора в пласт;
- более высокий коэффициент восстановления проницаемости пород;

- многократное снижение расхода материалов и реагентов.

Кроме того, за счет уменьшения плотности полимерных буровых растворов происходит существенное снижение репрессии на продуктивный пласт, отсутствие твердой фазы в полимерном буровом растворе, его хорошие смазывающие свойства оказывают положительное влияние на работу бурового оборудования и забойных двигателей. Бурение в интервалах залегания продуктивных пластов с промывкой полимерными растворами позволяет повысить скорость проходки скважин на 15-20 %.

1.4. Вскрытие пластов с АВПД, противовыбросовое оборудование.

Создание репрессии при вскрытии продуктивных пластов позволяет поддерживать безопасные с точки зрения предупреждения ГНВП условия бурения скважины. Этот способ вскрытия пластов является основным (традиционным) в мировой и отечественной практике. Во избежание нарушения технологии буровых работ и снижения технико-экономических показателей бурения, величина репрессии регламентируется «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18].

Пласты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) характеризуются повышенным коэффициентом аномальности ($k_a \geq 1,2$). Одновременно с этим, как правило, чем выше коэффициент аномальности, тем меньше разница между пластовым давлением и давлением ГРП или давлением поглощения пласта. Вскрытие таких пластов проводится с применением буровых растворов такой плотности, при которой обеспечивается минимально необходимая репрессия на пласт (от 5 до 10% в зависимости от глубины) /ПБ/. Обычно в таких случаях используют утяжеленные и тяжелые буровые растворы. При разбуривании пластов с АВПД в буровой раствор может попадать пластовый флюид из выбуренной породы, за счет диффузии, массообмена. Поэтому важно следить за плотностью выходящего раствора, содержанием нефти и газа. На поверхности буровой раствор должен хорошо очищаться и дегазироваться. Для уменьшения опасности нефтегазопроявлений ограничивают скорость подъема бурильной колонны при СПО (эффект поршневания), понижают вязкость бурового раствора, ограничивают время нахождения скважины без промывки. На случай необходимости замены бурового раствора в скважине на буровой должен быть его запас в объеме, равном полутора-двухкратному объему скважины.

Неотъемлемым условием вскрытия пластов с АВПД является возможность герметизации устья скважины при возможных нефтегазопроявлениях

Для этого на колонне, из-под которой ведется вскрытие продуктивных пластов, заранее монтируется противовыбросовое оборудование (ПВО) по схемам, утвержденным ГОСТ 13862-90.

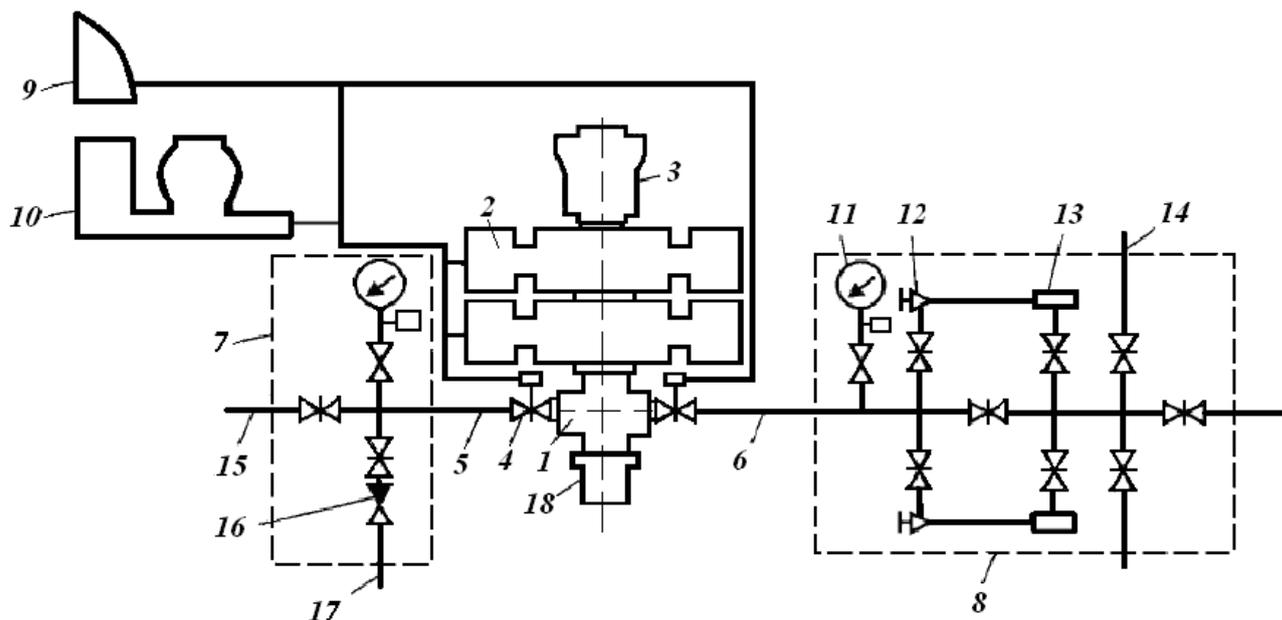


Рис.1.4. Схема противовыбросового оборудования с 3 преვენторами

1 – крестовина; 2- плашечные преვენторы; 3 - универсальный (вращающийся) преვენтор; 4 - гидроуправляемые задвижки; 5 – линия глушения; 6 – линия дросселирования; 7 - блок глушения; 8 – блок дросселирования; 9 – вспомогательный пульт управления; 10 – основной пульт гидроуправления; 11 – манометр; 12 – регулируемый дроссель; 13 – гаситель потока; 14 – отвод к сепаратору; 15 – линия сброса; 16 – обратный клапан; 17 – отвод для присоединения насосных агрегатов; 18 – устье скважины.

Это оборудование обеспечивает герметизацию устья как при спущенной в скважину бурильной колонне, так и без нее. В состав его входят от 1 до 4 преვენторов различного типа (плашечный, универсальный, вращающийся), блок глушения и дросселирования, отводные рабочие и аварийные выкидные линии. При бурении нефтяных скважин с большим газовым фактором и газовых скважин в состав обвязки ПВО включают трапную установку и факел для сжигания газа.

Наиболее часто используемая схема монтажа ПВО для нефтяной скважины приведена на рис. 1.4.

Наиболее важные правила монтажа ПВО следующие:

1. Верх колонны, на которую монтируется ПВО, должен быть минимум на 30 см выше уровня земли (для возможности захвата за колонну при принудительном глушении открытого фонтана).
2. Над верхним преვენтором устанавливается катушка для установки при необходимости дополнительного преვენтора.
3. Выкидные линии должны быть направлены в разные стороны. Допускается разворот линии глушения на 180° с применением кованых угольников.
4. Длина выкидных линий должна быть не менее 30 м (а в случае возможного фонтанирования - не менее 100 м). Все линии должны иметь уклон в сторону от устья (для освобождения линий от жидкости самотеком).
5. Основной пульт управления преვენторными установками и ручное

управление плашечными превенторами выносятся на расстояние от устья скважины не менее 10 м. На рабочем месте буровика должен быть установлен вспомогательный пульт управления.

6. Превентор опрессовывается на давление, превышающее не 20-50% максимально ожидаемое на устье при нефтегазовом выбросе. Опрессовываются также выкидные линии превенторных установок на давление 100 кгс/см².

7. В зимний период превенторы должны обогреваться.

При бурении в интервалах пластов с АВПД в состав бурильной колонны включается обратный клапан (под ведущую трубу).

При спуске в скважину эксплуатационной колонны должны быть сменены плашки в плашечном превенторе в соответствии с диаметром обсадных труб, или на буровой должен быть переводник для соединения обсадных труб с бурильными, для которых установлены плашки в превенторе.

1.5. Вскрытие пластов на условиях равновесия давлений и депрессии

Вскрытие пластов на условиях репрессии не всегда обеспечивает качественное вскрытие продуктивных пластов и достижение высоких технико-экономических показателей бурения. Во-первых возможно сильное загрязнение ПЗП, гидрорывы пластов, поглощения бурового раствора. Во-вторых затрудняются условия разрушения горных пород, снижается механическая скорость бурения.

В последнее время в буровой практике иногда для вскрытия пластов с низкими пластовыми давлениями ($k_a \leq 1$) и высокой проницаемостью используется метод, при котором давление в скважине примерно равно пластовому (равновесие) или даже ниже его (депрессия). Это делается для уменьшения возможности загрязнения пристволенной зоны пласта буровым раствором, его фильтратом и твердой фазой. Конечно, в условиях нестабильности гидродинамических процессов в скважине при бурении и СПО точного равенства забойного и пластового давлений достичь невозможно. Поэтому предварительно устанавливаются, а потом соблюдаются и контролируются допустимые и оптимальные величины минимальной репрессии, обеспечивающие безопасность проведения буровых работ и достижение высоких показателей первичного вскрытия продуктивной толщи.

При вскрытии пласта на «равновесии» используют 2 вида бурового раствора. Первый используется для бурения. Его плотность подбирается из условия, при котором гидростатическое давление раствора на забой в сумме с гидродинамическим давлением в затрубном пространстве равно пластовому давлению.

Второй раствор имеет большую плотность и закачивается в скважину после отработки долота на период спуско-подъемных операций (СПО) для предотвращения проявлений. Такой раствор не позволяет работать пласту при СПО. Перед началом последующего долбления операция смены растворов осуществляется в обратной последовательности.

Недостатками этого способа является то, что для его реализации

требуются дополнительные затраты на приготовление второго объема бурового раствора, а также времени на замену одного раствора другим. Кроме того, полностью не исключается возможность загрязнения приствольной зоны продуктивных пластов.

Вскрытие продуктивных пластов на равновесии забойного и пластового давления, как правило, проводится с применением водо-нефтяных эмульсий или суспензии, газированных жидкостей или пен. При этом вода из эмульсии, пены также может впитываться в продуктивную толщу под действием капиллярных и осмотических сил, что может привести к частичному загрязнению приствольной зоны продуктивных пластов.

Способ вскрытия продуктивных пластов на несбалансированном давлении в скважине (депрессии) реализуется в основном для условий низких пластовых давлений. Этот способ предполагает применение аэрированных промывочных жидкостей, пен, газов. Регулирование давления в скважине при такой технологии производится изменением плотности промывочной жидкости, степенью аэрации жидкости, величиной избыточного давления на устье скважины.

В процессе вскрытия пластов на депрессии устье скважины герметизируется универсальными и вращающимися превенторами, которые позволяют перемещать бурильную колонну и наращивать ее.

Для получения аэрированных жидкостей и пен применяют газогенераторные установки, компрессоры. В качестве основы буровых растворов используют техническую воду с ПАВ, нефть, дизельное топливо. Для очистки бурового раствора от выбуренной породы, поступающего пластового флюида используют нефтегазосепараторы, дегазаторы, шламоотделители, механические разрушители пен и др. устройства.

Величин депрессии выбирается такой, чтобы эффективное напряжение в скелете горной породы в ПЗП не снижалось более, чем на 10 - 15%, что соответствует требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18]. Расчет максимальной депрессии может быть рассчитан по формуле:

$$\Delta P_{Dmax} = 0,1(\rho_{гп}gH - P_{пл})$$

Где:

ρ_r - плотность бурового раствора;

$\rho_{гп}$ - плотность вышележащих горных пород;

g - ускорение свободного падения;

H - глубина залегания пласта;

$P_{пл}$ - ожидаемое пластовое давление.

Создание депрессии на забое скважины создает оптимальные гидравлические условия для разрушения горных пород и загрязнения ПЗП. Низкое забойное давление снижает удерживающую силу отрыва частиц от массива горных пород на забое, что способствует эффективному удалению этих частиц с забоя, способствует существенному повышению механической

скорости бурения до 20-30%, проходки на долото до 60%, сокращению времени разбуривания продуктивного пласта. Отрицательное дифференциальное давление предупреждает ухудшение коллекторских свойств ПЗП, т.к. в процессе вскрытия пласта имеет место движение пластового флюида из пласта в скважину и кольматация пор и каналов твердой фазой и фильтратом раствора не происходит. Это существенно сокращает в последующем время на освоение скважины и ввод ее в эксплуатацию, удельный дебит скважин увеличивается в 2-4 раза [17].

Рассматриваемая технология вскрытия пластов предполагает использование роторного способа бурения или применение винтовых забойных двигателей.

Принципиальная схема расположения оборудования для бурения на депрессии приведена на рис. 1.5.

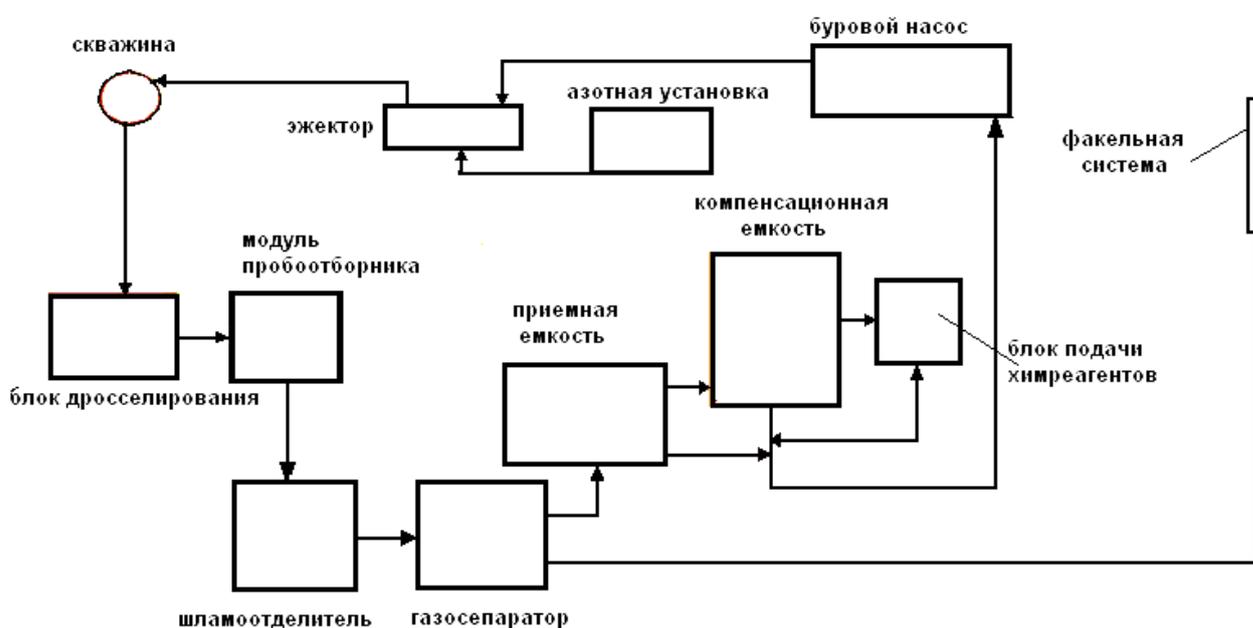


Рис. 1.5. Типовая схема обвязки оборудования при вскрытии пластов на депрессии

Типовая схема обвязки устьевого оборудования при вскрытии пластов на депрессии, используемая Буровой компанией «Евразия» представлена на рис. 1.6.

Поскольку бурение газожидкостными смесями характеризуется высокой степенью нестационарности газодинамического состояния, в ходе бурения проводится постоянный контроль забойного давления глубинным манометром, спускаемым внутрь бурильной колонны на каротажном кабеле.

Перед наращиванием бурильной колонны или перед СПО в скважину закачивается раствор, обеспечивающий равенство забойного и пластового давления (прекращается аэрация раствора за 10-20 мин до окончания долбления).

В Пермском крае в качестве промывочной жидкости при вскрытии пластов на депрессии используют смесь нефти с азотом. При этом плотность газо-жидкостной системы, величина депрессии на пласт регулируются степенью аэрации. В процессе разбуривания пласта давление на забое

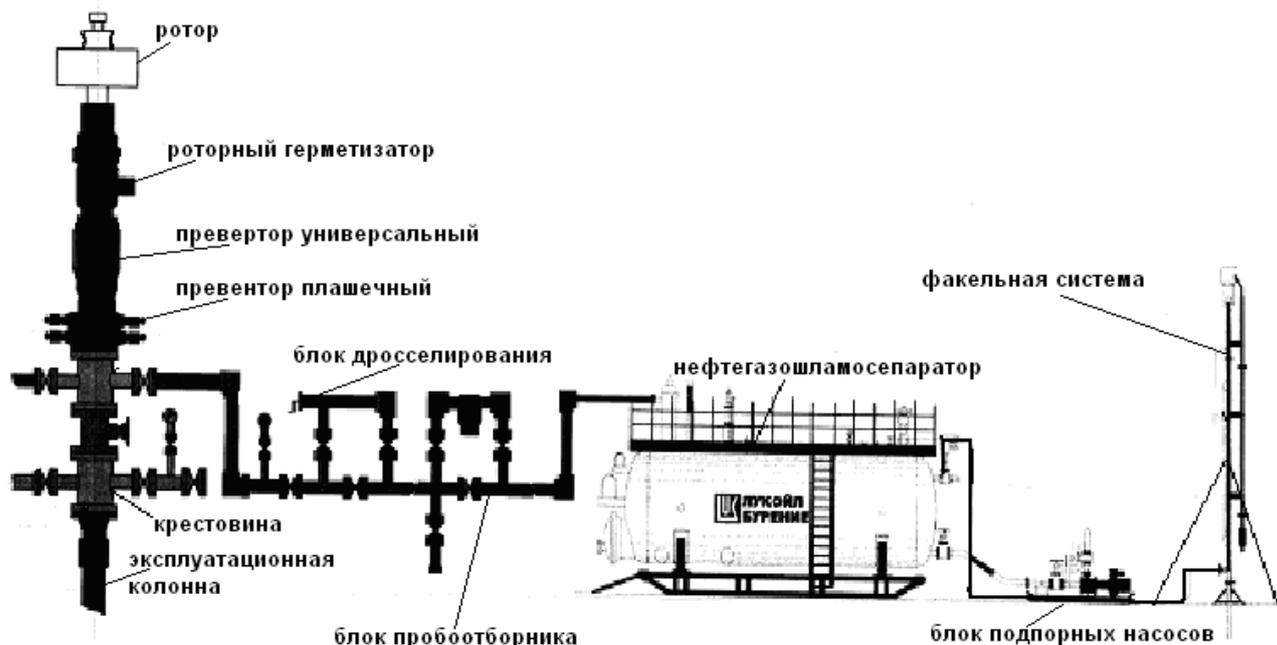


Рис 1.6. схема обвязки оборудования при вскрытии пластов на депрессии, принятая в ООО «Буровая компания «Евразия»

поддерживается меньше пластового. Пластовый флюид поступает в скважину и выносится на поверхность вместе с выбуренной породой. Отделение пластового флюида, выбуренной породы происходит в закрытой (герметизированной) циркуляционной системе. При этом вышедшая из пласта нефть откачивается, а попутный газ - сжигается на факеле. После разбуривания пласта подача газа в промывочную жидкость прекращается и буровой инструмент извлекается из скважины.

В процессе вскрытия пластов на «равновесии» и депрессии устье скважины закрывается универсальными и вращающимися превенторами, которые позволяют перемещать бурильную колонну и наращивать ее. Буровой раствор выходит из скважины из подпревенторной выкидной линии и направляется в циркуляционную систему.

Это позволяет в любой момент осуществить герметизацию устья скважины при начавшемся интенсивном нефтегазопроявлении.

На вскрытие пластов этими методами требуется специальное разрешение органов Ростехнадзора РФ и противофонтанной службы.

2. Испытание продуктивных пластов в процессе бурения

2.1. Классификация способов испытания пластов

Под испытаниями пласта понимается комплекс работ, обеспечивающих вызов притока жидкости и газа из пласта, отбор проб пластовых жидкостей и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта. Испытание проводится как в процессе бурения скважины, так и после окончания бурения, спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Испытание и опробование пластов в процессе бурения проводится в последовательности разбуривания перспективных горизонтов (метод «сверху вниз»).

Испытание пластов после завершения строительства скважины проводится в крепленном (обсаженном) стволе в последовательности «снизу вверх» с учетом результатов испытания в открытом стволе. Поэтому обычно число объектов, испытываемых в колонне меньше, чем при испытании в процессе бурения.

Преимущества испытания пластов в процессе бурения заключаются в том, что данные о гидродинамических характеристиках пласта получаются более объективными, т.к. призабойная зона пласта еще интенсивно не загрязнена буровым и цементным растворами и на проведение исследований требуется меньшее время, чем на испытание в обсаженном стволе.

Различают опробование и испытание продуктивных пластов.

Опробование пластов обычно ограничивается отбором проб пластовых флюидов.

Испытание пластов кроме отбора проб пластового флюида предусматривает гидродинамические исследования.

Задачами испытания пластов являются:

1. Оценка продуктивности объекта (пласта).
2. Отбор проб пластовых флюидов для исследования.
3. Оценка коллекторских свойств пласта.
4. Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

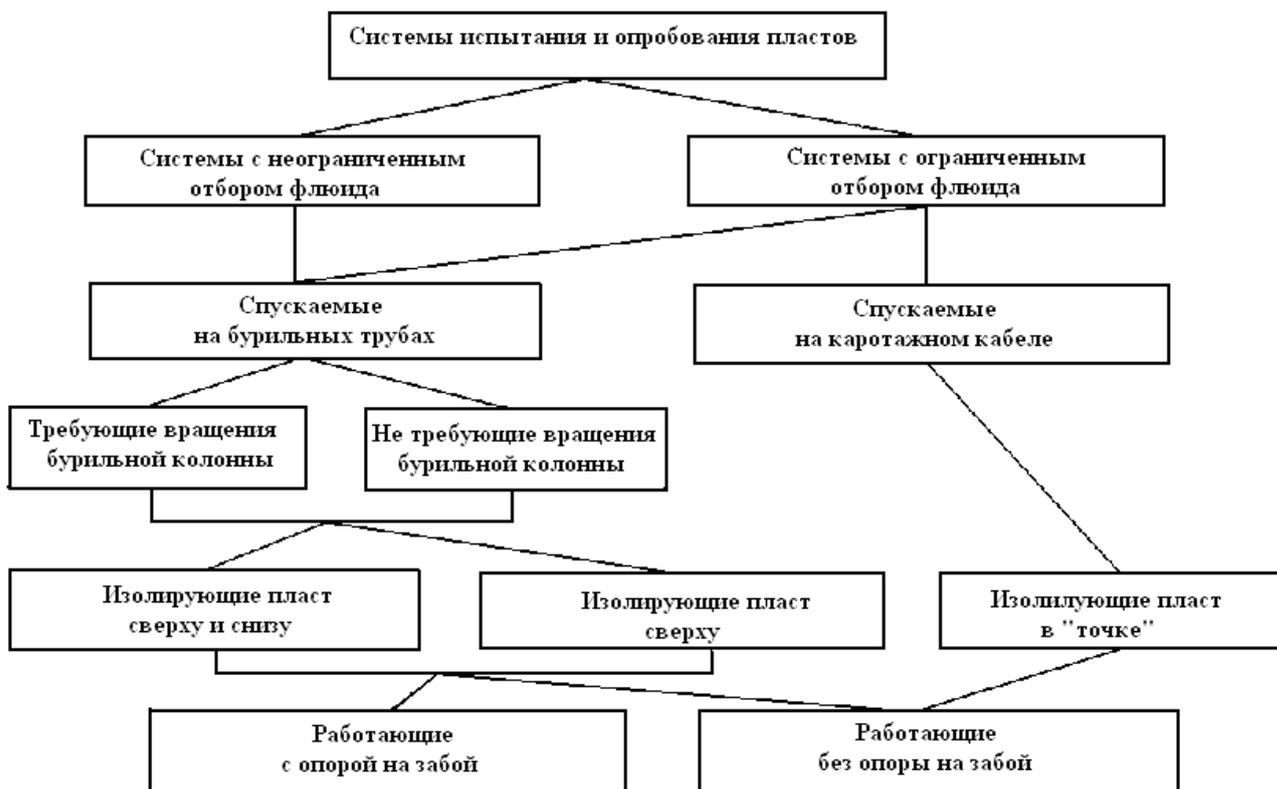


Рис. 2.1. Классификация систем для испытания и опробования пластов

Сущность испытания пласта состоит в следующем:

1. Изоляция пласта (или его участка) от остального разреза скважины.
2. Создание депрессии на пласт и вызов притока пластового флюида.
3. Регистрация изменения давления и притока пластового флюида на различных режимах отбора проб.

На рис. 2.1. показана классификация используемых в настоящее время систем испытания и опробования пластов.

2.2. Исследование скважин опробователями пластов

Для оценки нефтегазоносности пластов в процессе бурения используют опробователи, спускаемые в скважину на кабеле, или сбрасываемые внутрь бурильной колонны.

Опробователи, спускаемые на каротажном кабеле

При планировании и проведении работ, а также при интерпретации полученных данных необходимо учитывать особенности опробователей такого типа. К ним относятся:

- 1) точная привязка испытываемых пластов к каротажным диаграммам;
- 2) высокая избирательность – опробование проводится на очень маленьком участке пласта (точечное опробование) – и возможность исследования близко расположенных участков;
- 3) небольшие затраты времени на проведение операции; даже в глубоких скважинах на одну операцию затрачивается 2 - 4 ч.;
- 4) отсутствие необходимости специально готовить скважину; опробование можно провести после промежуточного каротажа этой же каротажной партией;
- 5) получение притока нефти и газа из пласта различной проницаемости за счет высокой депрессии и небольшого объема отобранных проб; приборами можно отбирать даже незначительные притоки углеводородов;
- 6) полностью исключена возможность нефтегазопроявлений и открытого фонтанирования.

Использование опробователей, спускаемых на кабеле, способствует повышению достоверности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований, выделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, установлению водонефтяных и газожидкостных контактов. Результаты опробования приборами на кабеле позволяют оценивать свойства пласта, изучать его проницаемость.

Отечественной промышленностью освоен выпуск каротажных опробователей пластов трех типов: ОПК7-10; ОПК4-5 и термостойкий ОПТ7-10. Первые два типа приборов аналогичны по конструкции и принципу действия и отличаются только размерами. В приборе ОПТ7-10 для управления работой гидравлической системы вместо пороховых зарядов используется золотниковый переключатель, который приводится в действие

электромагнитом.

Приборы работают на трехжильном, а при установке специальной головки на одножильном кабеле с типовым наземным оборудованием для промыслово-геофизических работ.

Конструкцией прибора ОПК предусмотрена возможность, до создания перепада давлений, сделать канал кумулятивным перфоратором, размещенным в опробователе. Объект опробования выбирают по результатам бурения, и это во многом зависит от опыта геологов. Если в процессе бурения замечены нефтегазоводопроявления (по газокаротажу, шламу, выходам углеводородов с буровым раствором), то, как правило, проводится промежуточный каротаж для изучения вскрытой зоны. Интерпретация результатов каротажа может быть основанием для планирования опробования пласта. В этом случае обязательно проведение кавернометрии для определения интервала, где можно установить прибор, так как при попадании его в каверну герметизирующее и прижимающее устройства могут не сработать и процесс окажется неудачным. Для установки прибора необходимо подбирать участок скважины без каверн.

Чем меньше времени прошло после вскрытия пласта бурением до начала опробования, тем более достоверный результат можно ожидать. Успешность процесса зависит также от величины пластового давления испытываемого интервала. Чем выше пластовое давление, тем меньше времени необходимо на наполнение баллона. Обычно баллон держат открытым 5-20 мин.

На рис. 2.2. показана схема работы опробователя типа ОПК. Положение I – прибор при спуске в скважину. Положение II - прибор на уровне испытываемого пласта, произведен выстрел нижней пробки, поршень переместился, приведя в рабочее положение элементы прижимной системы, произведен выстрел кумулятивным перфоратором, флюид из пласта поступает в пробоотборник (баллон). Положение III - произведен выстрел верхней пробки, прижимное устройство и герметизирующий элемент возвращены в транспортное положение.

Не рассматривая комплекса подготовительно-заключительных работ при опробовании пласта прибором, спускаемым на кабеле, можно выделить три стадии, связанные непосредственно с поведением пласта во время опробования:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;
- 2) уменьшение давления в некотором объеме пласта вследствие перемещения жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения перетока.

Представляет интерес определение расстояния, на которое может повлиять процесс опробования, или радиуса дренирования. Работами, выполненными лабораторией опробования пластов Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики, определены радиусы дренирования для различных пластов. Подсчитано, что для пластов большей мощности при применении баллонов вместимостью до 10 л радиус дренирования составляет 50 см. На радиус дренирования существенно влияет пористость пласта. При опробовании

пропластков радиус дренирования больше. В связи с неоднородностью пластов можно предполагать, что он может составлять 80-100 см.

Практика показывает, что баллоны наполняются пластовыми жидкостями и газом, фильтратом бурового раствора, буровым раствором. Соотношения их объемов различны. В зависимости от объема пластовой жидкости выбирают метод ее использования. Так, если объем нефти более 0,5 л, проводят полный анализ нефти. Для проб меньшего объема ограничиваются измерением плотности, вязкости и люминесцентными исследованиями. Способ определения характеристик пластовых воды и газа зависит от их объема и наличия лабораторий для проведения исследований.

Кроме описанных, известны другие конструкции опробователей пластов, спускаемых на кабеле. Например опробователь пластов ОП-150 конструкции ВНИИКанефтегаза – ВНИИгеофизики выполнен на базе сверлящих грунтоносов, применяющихся для отбора керна из стенки необсаженной скважины.

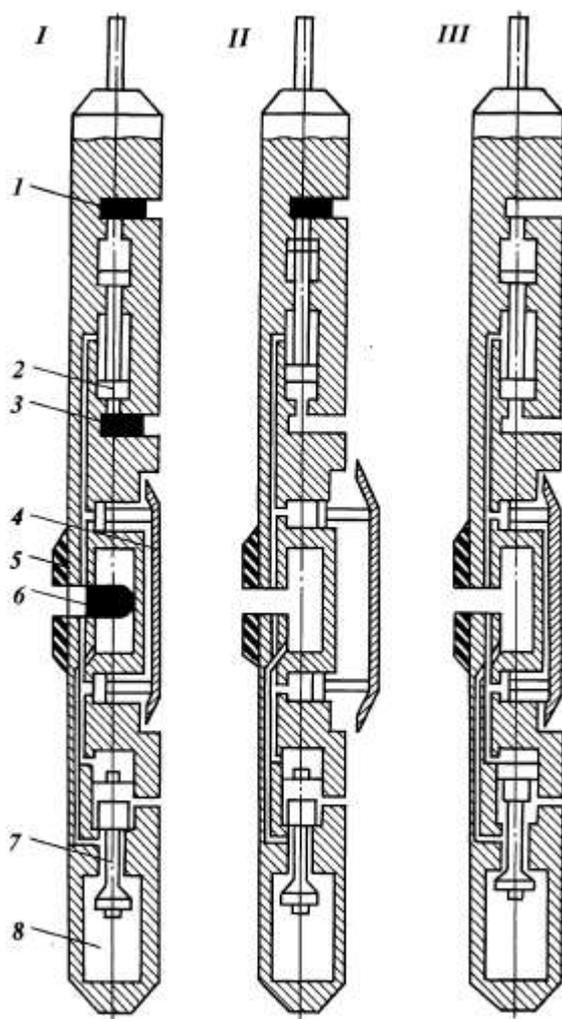


Рис.2.2. Схема опробователя пластов, спускаемого на каротажном кабеле:

I – при спуске в скважину; II – при отборе пробы пластового флюида; III – при подъеме из скважины; 1 – верхний пороховой заряд и заглушка; 2 – дифференциальный возвратный поршень; 3 – нижний пороховой заряд и заглушка; 4 – прижимная лапа; 5 – герметизирующая накладка; 6 – кумулятивный заряд; 7 – впускной клапан; 8 – баллон для пробы флюида.

При использовании этого опробователя возможен одновременный отбор образца грунта и насыщающих его жидкостей, причем пробу не загрязняют газы, образующиеся от взрывчатых веществ. Наличие двух баллонов (верхнего и нижнего) позволяют отбирать как загрязненные, так и более чистые образцы пластового флюида. Опробователь опускается в скважину на кабель-тросе с помощью лебедки самоходной станции сверлящих грунтоносов.

Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны

Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны, используются при роторном способе бурения.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое в процессе бурения не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис.2.3). После спуска пробоотборника в пакерующее устройство, открываются каналы по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола.

С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в пробоотборнике. За счет того, что пробоотборник заполнен воздухом при атмосферном давлении, давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину и попадает в пробоотборник.

Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления в пробоотборнике.

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают (сбрасывают), в результате чего закрывается клапан в пробоотборнике и пакер постепенно возвращается в исходное положение.

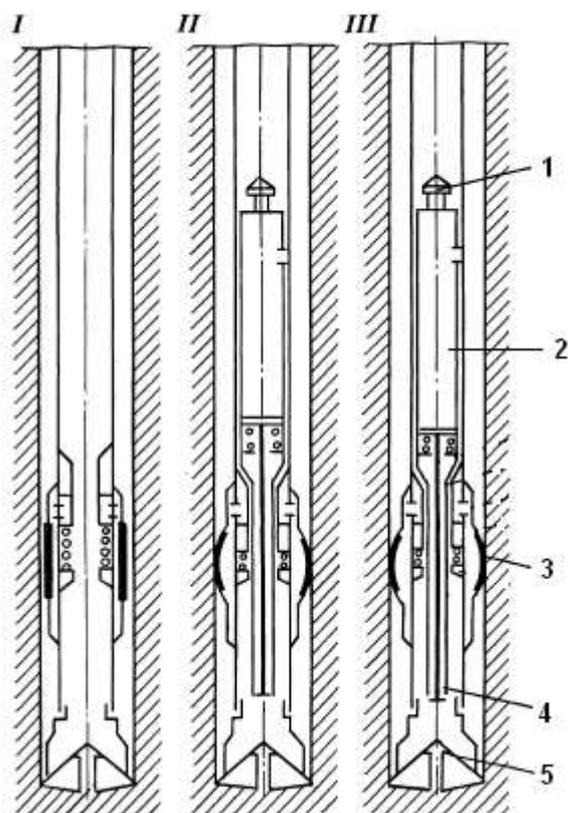


Рис. 2.3. Схема опробователя пластов, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:

I – в процессе бурения; II – в процессе пакеровки; III – в процессе отбора пробы пластового флюида; 1 – шлипсовая головка; 2 – пробоотборник; 3 – пакерующее устройство; 4 – впускной клапан; 5 – долото.

Для подъема пробоотборника внутрь бурильной колонны на тонком стальном канате спускают специальное устройство (овершот), которым производится захват пробоотборника за шлипсовую головку и подъем его на поверхность. Процесс бурения может быть продолжен.

Иногда пробоотборник извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

2.3. Исследование скважин трубными пластоиспытателями

Аппараты, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб, называются трубными пластоиспытателями. Они получили наибольшее распространение при испытании пластов в процессе бурения (типа КИИ, МИГ), т.к. дают возможность не только отбирать пробы пластового флюида, но и проводить гидродинамические исследования.

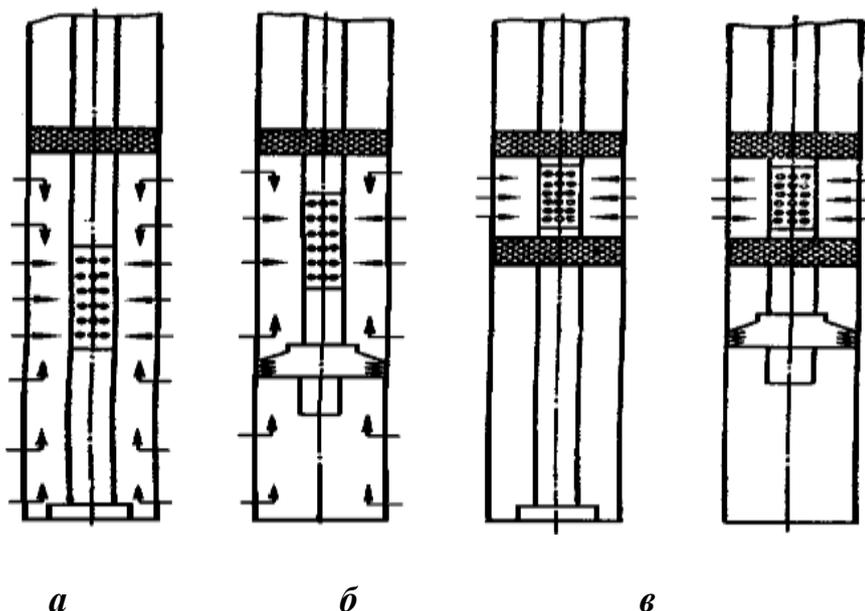


Рис. 2.4. Схемы изоляции пластов при испытании в открытом стволе

- а* - опора на забой, изоляция пласта сверху,
- б* - опора на стенки, изоляция пласта сверху,
- в* - опора на забой, изоляция пласта сверху и снизу,
- г* - опора на стенки, изоляция пласта сверху и снизу.

При этом пласт может изолироваться сверху, сверху и снизу, с опорой на забой или на стенки скважины (рис. 2.4).

Схема компоновки наиболее часто используемого пластоиспытателя с одним пакером и опорой на забой приведена на рис. 2.5.

Фильтр-хвостовик пластоиспытателя предназначен для опоры на забой при создании сжимающей нагрузки, размещения приборов и для задержки твердой фазы в период притока пластового флюида. Длина хвостовика для предотвращения потери устойчивости при сжатии обычно не превышает 50 м.

Безопасный замок предназначен для отсоединения бурильной колонны и пластоиспытателя при возможном прихвате фильтра-хвостовика за счет обвалов стенок скважины при высоких депрессиях.

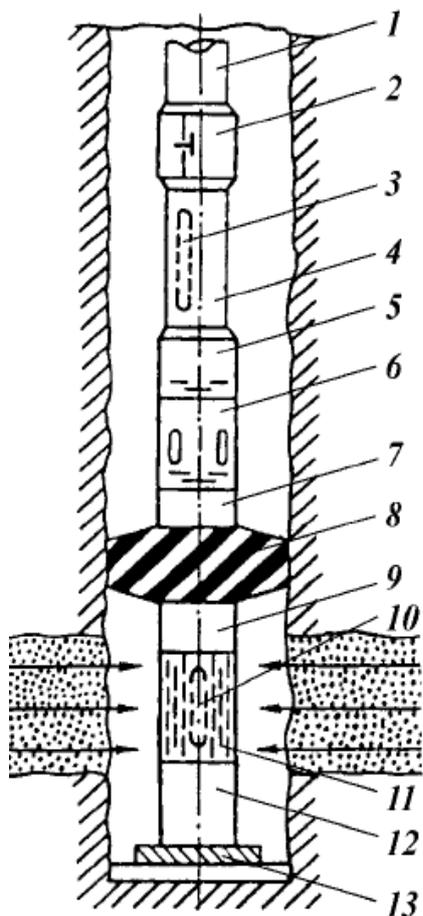


Рис. 2.5. Схема компоновки трубного пластоиспытателя МИГ

Пакер предназначен для перекрытия затрубного пространства, изоляции пласта от вышележащего разреза скважины. Гидравлический ясс используется для облегчения распакеровки и освобождения нижней части компоновки при незначительных прихватах.

Пластоиспытатель включает в себя впускной (главный), уравнивающий клапаны и гидравлическое реле времени, которые позволяют проводить испытание пласта в режиме притока.

Запорно-поворотный клапан (ЗПК) может быть одинарного или многоциклового действия, он позволяет прекращать поступление пластового флюида внутрь бурильной колонны и исследовать пласт в режиме восстановления давления.

Циркуляционный клапан предназначен для восстановления циркуляции жидкости в процессе подъема бурильной колонны и вымыва из нее отобранного пластового флюида.

Технология испытания пласта с использованием компоновки многоциклового испытателя МИГ, состоит в следующем.

После сборки компоновки она спускается на забой на колонне бурильных труб. Поскольку при спуске впускной клапан пластоиспытателя и циркуляционный клапан закрыты, то samozapолнения колонны не происходит, это вынуждает доливать колонну водой или буровым раствором сверху до глубины, которая рассчитывается исходя из необходимой депрессии на пласт в процессе испытания.

Пакер в транспортном положении имеет диаметр 0,8-0,9 от диаметра скважины, что при определенных условиях может явиться причиной высоких импульсов давлений на стенки скважины (эффект поршневания) и гидроразрыва слабых пластов. Для уменьшения этого явления конструкцией пластоиспытателя предусмотрено, что отверстия уравнивающего клапана при СПО открыты. Это позволяет части жидкости перетекать из подпакерного пространства через уравнивающий клапан.

После достижения забоя на компоновку создается сжимающая нагрузка, достаточная для раскрытия пакера. При прижатии резинового элемента к стенкам скважины происходит изоляция испытуемого пласта (объекта) от вышележащего разреза скважины.

Одновременно с пакеровкой при создании сжимающей нагрузки включается в работу гидравлическое реле времени, которое через 3-5 минут открывает впускной клапан пластоиспытателя. Задержка в открытии впускного клапана необходима для предотвращения его открытия при спуске инструмента

в случае посадок компоновки на уступы и каверны в скважине.

При открытии впускного клапана пластоиспытателя происходит сообщение подпакерной зоны (зоны испытываемого объекта) с полостью бурильной колонны. Это приводит к резкому падению давления в подпакерной зоне до давления столба жидкости в бурильных трубах, создается депрессия на пласт, что является необходимым условием притока пластового флюида.

Если давление в призабойной зоне снизилось и стало ниже пластового, то происходит очистка ПЗП и пластовый флюид поступает через фильтр и впускной клапан внутрь бурильной колонны. Начинается первый открытый период притока. Уровень жидкости в колонне растет, увеличивается давление на забой, что фиксируют глубинные манометры, установленные в нижней части компоновки.

Продолжительность первого открытого периода составляет 3-5 мин. По истечении этого времени закрывают ЗПК путем вращения бурильной колонны на 10 оборотов. Приток жидкости (газа) в бурильную колонну прекращается. Начинается первый закрытый период испытания пласта. В этот период происходит быстрое восстановление давления в подпакерной зоне вплоть до пластового. Продолжительность первого закрытого периода составляет 10 - 40 мин.

Затем снова вращают бурильную колонну на 10 оборотов, ЗПК открывается, начинается второй открытый период притока пластового флюида в бурильную колонну. Давление столба жидкости в ней растет, на диаграммах глубинных манометров записывается кривая притока.

Продолжительность второго открытого периода от 15 мин до 1 часа и более. О наличии притока можно судить по объему и скорости выхождения воздуха из бурильной колонны. Обычно не допускается выход пластового флюида на поверхность в процессе испытания пласта, но обвязка устья скважины должна предусматривать такую возможность.

По истечении второго открытого периода притока закрывают ЗПК, вращая колонну на очередные 10 оборотов. Начинается второй закрытый период испытания, в период которого идет быстрое повышение давления в подпакерной зоне, снимается конечная кривая восстановления давления (КВД).

Однако это восстановление идет более медленно, т.к. пласт дренирован на большую глубину и не всегда в конце этого периода давление в подпакерной зоне достигает пластового.

Общее время нахождения компоновки пластоиспытателя на забое не должно превышать допустимое время оставления колонны без движения в скважине, которое определяется заранее.

После завершения процесса испытания пласта создают растягивающую нагрузку на компоновку. При этом сначала открывается уравнительный клапан, который сообщает подпакерную зону с полостью затрубного пространства выше пакера, происходит выравнивание давления в этих зонах, т.е. на пласт снова начинает действовать давление столба бурового раствора в скважине с необходимой репрессией, пласт задавливается.

При дальнейшем создании растягивающей нагрузки пакер приходит в транспортное положение и начинают извлечение бурильной колонны с

компоновкой пластоиспытателя на поверхность. Если при освобождении пакера ощущаются трудности, то сначала работают гидравлическим яссом, если это не помогает освободить компоновку, производят рассоединение от прихваченной части в безопасном замке. При подъеме бурильной колонны при закрытом ЗПК и циркуляционном клапане жидкость в колонне вместе с отобраным пластовым флюидом движется к устью.

После достижения уровня жидкости в бурильной колонне поверхности, с помощью буровых насосов или ЦА повышается давление внутри бурильной колонны, открывается циркуляционный клапан. Обратной промывкой производится вымыв отобранного флюида из бурильной колонны с отбором проб. Дальнейший подъем бурильной колонны проходит с открытым циркуляционным клапаном.

2.4. Качественный анализ диаграмм глубинных манометров

В компоновку испытательного оборудования, спускаемого в скважину на колонне бурильных труб (КИИ, МИГ), включают от 2 до 5 глубинных манометров. Наибольшую информацию несет диаграмма манометра, установленного в зоне фильтра. На рис. 2.6 представлен общий вид такой диаграммы.

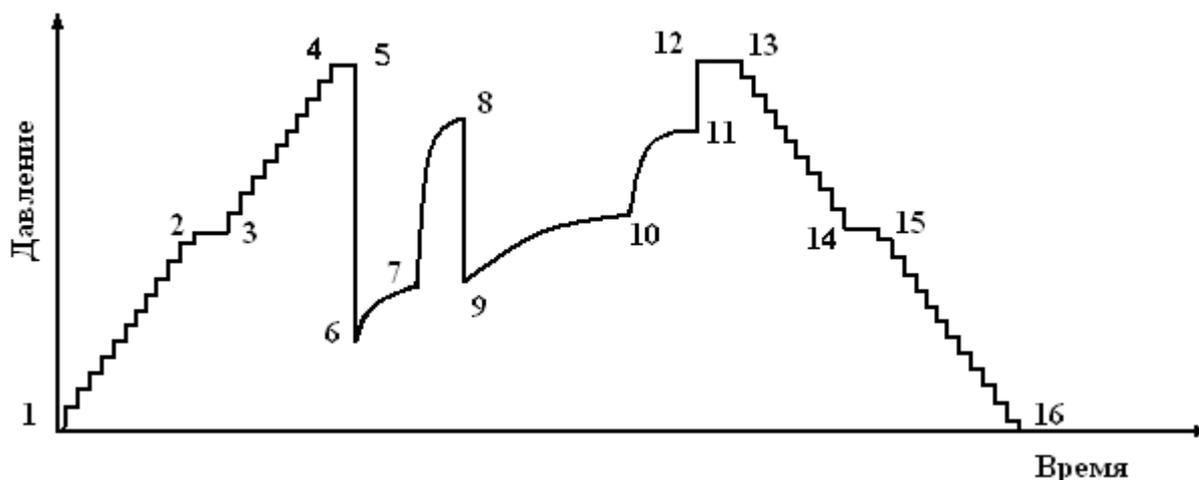


Рис. 2.6. Диаграмма глубинного манометра, установленного в зоне фильтра МИГ

Наиболее характерны следующие участки этой диаграммы:

- 1-2 и 3-4 - спуск инструмента в скважину. Отмечается ступенчатое повышение давления, действующего на манометр при сборке и спуске бурильной колонны из отдельных труб или «свечей».
- 2-3 - долив бурильной колонны буровым раствором или водой с целью создания расчетной депрессии на пласт в период испытания.
- 4-5 - пакеровка, закрытие уравнительного клапана и работа гидравлического реле времени.
- 5 - открытие впускного (главного) клапана.
- 6-7 - первый открытый период, кривая притока.
- 7 - закрытие ЗПК.
- 7-8 - первый закрытый период, начальная кривая восстановления

давления, в точке 8 может быть зарегистрирована величина пластового давления.

- 8 - открытие ЗПК.
- 9-10 - второй открытый период притока, кривая притока.
- 10 - закрытие ЗПК.
- 10-11 - второй закрытый период, конечная кривая восстановления давления.
- 11 - открытие уравнительного клапана.
- 12-13 - распаковка.
- 13-14 и 15-16 - подъем бурильной колонны.
- 14-15 - открытие уравнительного клапана и вымыв отобранного флюида.

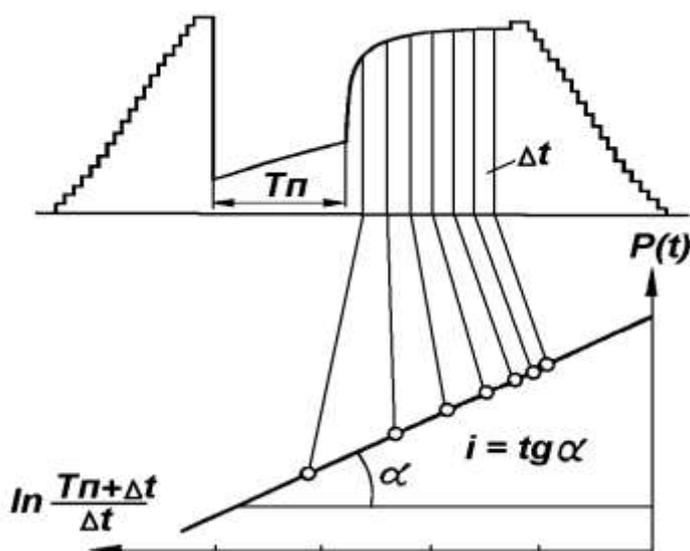


Рис. 2.7. Обработка диаграммы пластоиспытателя методом Хорнена

По результатам интерпретации диаграмм глубинных манометров рассчитывают:

- коэффициент продуктивности:

$$k_{\text{ПР}} = \frac{Q_{\text{СР}}}{P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{КП}}}$$

- коэффициент закупорки:

$$k_3 = k/k_{\text{ЭКВ}}$$

- скинэффект:

$$S_{\text{К}} = (k_3 - 1) \ln \frac{R_{\text{К}}}{R_{\text{С}}}$$

В приведенных формулах приняты следующие обозначения:

$P_{\text{ПЛ}}$ - пластовое давление;

$P_{\text{КП}}$ - давление в скважине в конце открытого периода, притока;

$Q_{\text{СР}}$ - средний дебит (приток) флюида в открытый период;

k - проницаемость незагрязненного коллектора (пласта);

$k_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентная проницаемость пласта в пределах до контура

питания (загрязненной и незагрязненной зоны);
 R_K - радиус контура питания;
 R_C - радиус скважины;

2.5. Расчет бурильной колонны и хвостовика при испытании пластов.

В процессе всего цикла испытания пласта с использованием трубных пластоиспытателей КИИ или МИГ на колонну бурильных труб действуют различные нагрузки – растягивающие и сжимающие, сминающие, изгибающие, как статические, так и динамические. Расчет бурильной колонны и хвостовика проводится на максимальные нагрузки, возникающие в процессе испытания пласта.

Бурильная колонна рассчитывается на растяжение при распаковке с вращением, на смятие при максимальном ее опорожнении и на избыточное внутреннее давление, если в период притока выкидная линия из колонны бурильных труб закрывается.

Поверочный расчет бурильной колонны заключается в определении соответствия фактических нагрузок и напряжений допустимым.

Наиболее опасное сечение при расхаживании колонны в процессе распаковки - верх колонны.

Условие прочности бурильных труб при растяжении с кручением выразится как:

$$\sigma_T \geq k_p \sqrt{\sigma_z^2 + 4\tau^2} ,$$

где σ_T - предел текучести материала труб, Па;

k_p - коэффициент запаса прочности на растяжение ($k_p = 1,5$);

σ_z - осевые (растягивающие) напряжения, Па;

τ - тангенциальные (касательные) напряжения, Па;

Осевые растягивающие напряжения в теле бурильных труб составят:

$$\sigma_z = G_K + P_{\text{доп}} / F_{\text{ТР}},$$

где G_K - нагрузка от веса бурильной колонны и пластоиспытателя, Н;

$P_{\text{доп}}$ - дополнительная растягивающая нагрузка при расхаживании колонны, Н;

$F_{\text{ТР}}$ - площадь тела трубы, м².

Нагрузка от веса бурильной колонны и пластоиспытателя (G_K) составит:

$$G_K = [\sum q_j l_j + q_y l_y + M_{\text{ИП}} + q_x l_x] g (1 - \rho_p / \rho_m),$$

где q_j - масса погонного метра бурильных труб, кг;

q_y - масса погонного метра УБТ, кг;

q_x - масса погонного метра хвостовика, кг;

l_j - длина секции бурильных труб с одной толщины стенки, м;

l_y - длина утяжеленных бурильных труб, м;
 l_x - длина хвостовика, м;
 $M_{ИП}$ - масса комплекта пластоиспытателя, кг;
 ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³;
 ρ_m - плотность металла труб, кг/м³;

Дополнительную растягивающую нагрузку при расхаживании бурильной колонны в случае ее прихвата рекомендуют принимать до 30% от веса бурильной колонны ($P_{доп} \leq 0,3 G_k$).

Тангенциальные напряжения в верхней части колонны при круговом расхаживании составят:

$$\tau = \pi d_H \phi G_{кр} / [Z_{ПАК} - l_y (1 - J_{кр} / J_{кpy})],$$

где d_H - наружный диаметр бурильных труб, м;

ϕ - число оборотов, на которое закручивается верх бурильной колонны при расхаживании;

$G_{кр}$ - модуль упругости второго рода (для стальных труб $G_{кр} \approx 73$ ГПа);

$Z_{ПАК}$ - глубина установки пакера, м;

l_y - длина утяжеленных бурильных труб, м;

$J_{кр}$ и $J_{кpy}$ - полярные моменты инерции сечения соответственно бурильных труб и УБТ, м⁴;

Условие прочности бурильной колонны на смятие после пакеровки (до открытия впускного клапана):

$$P_{см} \geq k_{см} [\rho_p Z_{БТ} - \rho_{ж} (Z_{БТ} - Z_{ж})]g,$$

где $P_{см}$ - сминающее давление для бурильных труб, Па;

$k_{см}$ - коэффициент запаса прочности на смятие ($k_{см} = 1,3$);

$Z_{БТ}$ - глубина соединения бурильных труб и УБТ, м;

$Z_{ж}$ - глубина уровня жидкости в колонне, м;

ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³.

Наиболее опасное сечение при расчете колонны на смятие - низ бурильной колонны (место соединения с УБТ).

Условие прочности бурильной колонны на разрыв (избыточное внутреннее давление) при полном замещении жидкости в колонне на пластовый флюид и герметизации устья скважины:

$$P_{кр} \geq k_{вн} (P_{пл} - \rho_n g L_{пл}) - \text{для нефтяной скважины};$$

$$P_{кр} \geq k_{вн} P_{пл} \exp[0,034 \rho_{ог} L_{пл} / \beta_{сж} T_{ср}] - \text{для газовой скважины},$$

где $P_{кр}$ - внутреннее критическое давление (давление разрыва) бурильных труб, Па;

$k_{вн}$ - коэффициент запаса прочности на разрыв бурильных труб ($k_{вн} =$

1,15);

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, Па;

$\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{ог}}$ - относительная (по воздуху) плотность газа;

$L_{\text{пл}}$ - глубина залегания пласта, м;

$\beta_{\text{сж}}$ - коэффициент сжимаемости газа;

$T_{\text{ср}}$ - средняя температура в скважине, °К.

Наиболее опасное сечение при расчете колонны на разрыв - верх бурильной колонны (при компоновке ее из труб одинаковой прочности).

Хвостовик комплекта пластоиспытателя при опоре на забой рассчитывается на статическую нагрузку в период притока жидкости и на ударную нагрузку при открытии впускного клапана.

Условие прочности хвостовика при сжатии:

$$\sigma_{\text{T}} \geq k_{\text{СЖ}} (\sigma_{\text{Z}} + \sigma_{\text{И}} + \sigma_{\text{T}}),$$

где $k_{\text{СЖ}}$ - коэффициент запаса прочности при расчете на сжатие ($k_{\text{СЖ}} = 1,3$);

σ_{Z} - сжимающие напряжения в теле хвостовика, Па;

$\sigma_{\text{И}}$ - изгибающие напряжения в теле хвостовика, Па;

σ_{T} - температурные напряжения в теле хвостовика, Па;

Сжимающие напряжения в теле хвостовика возникают от суммы нагрузки от пакеровки ($P_{\text{СП}}$) и гидравлической нагрузки ($P_{\text{Г}}$) на пакер, уменьшенной на величину силы трения пакера ($P_{\text{ТР}}$) о стенки скважины:

$$\sigma_{\text{Z}} = (P_{\text{СП}} + P_{\text{Г}} - P_{\text{ТР}}) / F_{\text{Х}}$$

Нагрузка, необходимая для пакеровки ($P_{\text{СП}}$) выбирается по технической характеристике применяемого пакера.

Статическая гидравлическая нагрузка на хвостовик ($P_{\text{Г}}$) после открытия впускного клапана составит:

$$P_{\text{Г}} \approx 0,785(d_{\text{С}}^2 - d_{\text{Х}}^2) [\rho_{\text{р}} Z_{\text{ПАК}} - \rho_{\text{Ж}}(Z_{\text{ПАК}} - Z_{\text{Ж}})] g,$$

где $d_{\text{С}}$ - диаметр скважины, м;

$d_{\text{Х}}$ - диаметр хвостовика, м;

$\rho_{\text{р}}$ - плотность бурового раствора, кг/м³;

$\rho_{\text{Ж}}$ - плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³.

$Z_{\text{ПАК}}$ - глубина установки пакера, м;

$Z_{\text{Ж}}$ - глубина уровня жидкости в колонне, м;

Силу трения пакера о стенки скважины можно определить по формуле П.С. Лапшина:

$$P_{\text{ТР}} = C_{\text{ТР}} \mu_{\text{ТР}} \Delta P \pi d_{\text{С}} h_{\text{РП}} (d_{\text{РП}}^2 - d_{\text{Ш}}^2) / (d_{\text{С}}^2 - d_{\text{Ш}}^2),$$

где $C_{\text{ТР}}$ - опытный коэффициент ($C_{\text{ТР}} \approx 0,2$);

$\mu_{\text{ТР}}$ - коэффициент трения резинового элемента пакера о стенки скважины ($\mu_{\text{ТР}} \approx 0,1$);

ΔP – избыточное наружное давление на пластоиспытатель в начале испытания пласта:

$$\Delta P = [\rho_p Z_{\text{ПАК}} - \rho_{\text{Ж}} (Z_{\text{ПАК}} - Z_{\text{Ж}})] g$$

d_c - диаметр скважины, м;

$d_{\text{ш}}$ - диаметр штока пакера, м;

$h_{\text{РП}}$ - высота резинового элемента пакера,

$d_{\text{РП}}$ - диаметр резинового элемента пакера, м;

$Z_{\text{ПАК}}$ - глубина установки пакера, м;

ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³;

$\rho_{\text{Ж}}$ - плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³.

Иногда силу трения пакера о стенку скважины не учитывают, это повышает коэффициент запаса прочности при расчете хвостовика на статическую сжимающую нагрузку.

Изгибающие напряжения в теле хвостовика составят:

$$\sigma_{\text{И}} = 5,04 (d_c - d_x) \sqrt[3]{E J q_x^2 g^2 (1 - \rho_p / \rho_m)^2 / W_x},$$

где d_c - диаметр скважины, м;

d_x - диаметр хвостовика, м;

E - модуль упругости материала (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа);

J_x - полярный момент инерции сечения хвостовика, м⁴;

q_x - масса погонного метра хвостовика, кг;

ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³;

ρ_m - плотность металла труб хвостовика, кг/м³;

W_x - момент сопротивления сечения хвостовика, м³;

Температурные напряжения в теле хвостовика составят:

$$\sigma_t = \alpha_T E \Delta t,$$

где α_T - температурный коэффициент линейного расширения материала хвостовика (для стали $\alpha_T = 12 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$);

E - модуль упругости материала хвостовика (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа);

Δt - изменение температуры в подпакерной зоне в процессе притока пластового флюида, °К.

Условие прочности хвостовика при ударной нагрузке можно выразить как:

$$[P_{\text{Уд}}] \geq (P_{\text{СП}} + P_{\text{Г}}) \sqrt{1 + 2EF_x (Z_{\text{ПАК}} - h_{\text{ТР}}) (d_0 / d_c)^4 / (\mu l_x P_{\text{Г}})},$$

где $[P_{\text{Уд}}]$ - допустимая ударная нагрузка на хвостовик, Н;

$P_{\text{СП}}$ - сжимающая нагрузка при пакеровке, Н;

$P_{\text{Г}}$ - гидравлическая нагрузка на пакер при открытии впускного клапана,

Н;

E - модуль упругости материала (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа);

F_X - площадь тела хвостовика, м²;

$Z_{\text{ПАК}}$ - глубина установки пакера, м;

$h_{\text{ПР}}$ - приведенная высота столба бурового раствора, м:

$$h_{\text{ПР}} = (Z_{\text{ПАК}} - Z_{\text{Ж}}) \rho_{\text{Ж}} / \rho_{\text{Р}}$$

d_0 - диаметр отверстия штуцера в пластоиспытателе, м;

d_C - диаметр скважины, м;

μ - коэффициент расхода штуцера пластоиспытателя ($\mu_{\text{Ш}} = 0,6 \div 0,65$);

l_X - длина хвостовика, м.

Допустимая ударная нагрузка на хвостовик определится как:

$$[P_{\text{УД}}] = k_{\text{УД}} F_X (\sigma_T - \sigma_{\text{И}} - \sigma_z') / k_{\delta},$$

где $k_{\text{УД}}$ - коэффициент, учитывающий возрастание предела текучести хвостовика при динамическом нагружении ($k_{\text{УД}} = 2 \div 2,35$);

F_X - площадь тела хвостовика, м²;

σ_T - предел текучести материала труб хвостовика, Па;

$\sigma_{\text{И}}$ - изгибающие напряжения в теле хвостовика, Па;

σ_z' - сжимающие напряжения в теле хвостовика от нагрузки при пакеровке: $\sigma_z' = P_{\text{СП}} / F_X$;

k_{δ} - коэффициент безопасности при расчете хвостовика ($k_{\delta} = 1,3$).

2.6. Испытание пластов с использованием эжекторного пластоиспытателя

Технология испытание пластов с использованием эжекторного многофункционального пластоиспытателя пластов (ЭМПИ) заключается в следующем.

В скважину на колонне НКТ спускают компоновку, включающую:

- воронку (расширитель) – устанавливается не ближе 20 метров от кровли исследуемого пласта;

- пакер – устанавливается в зависимости от решаемых задач на расстоянии 50-100 метров от кровли исследуемого объекта;

- эжекторный насос – устанавливается на две трубы (15-20 метров) выше пакера;

После пакерования устанавливают фонтанную арматуру и производят ее обвязку с насосным агрегатом, сепаратором, замерной емкостью в соответствии со схемой (рис. 2.8).

Обратный клапан устанавливается в нагнетательную линию при высоких пластовых давлениях.

Количество и тип насосных агрегатов определяют в зависимости от геологических характеристик пласта и решаемых задач.

В линию нагнетания рабочей жидкости обязательно устанавливают фильтр во избежание засорения сопла струйного насоса.

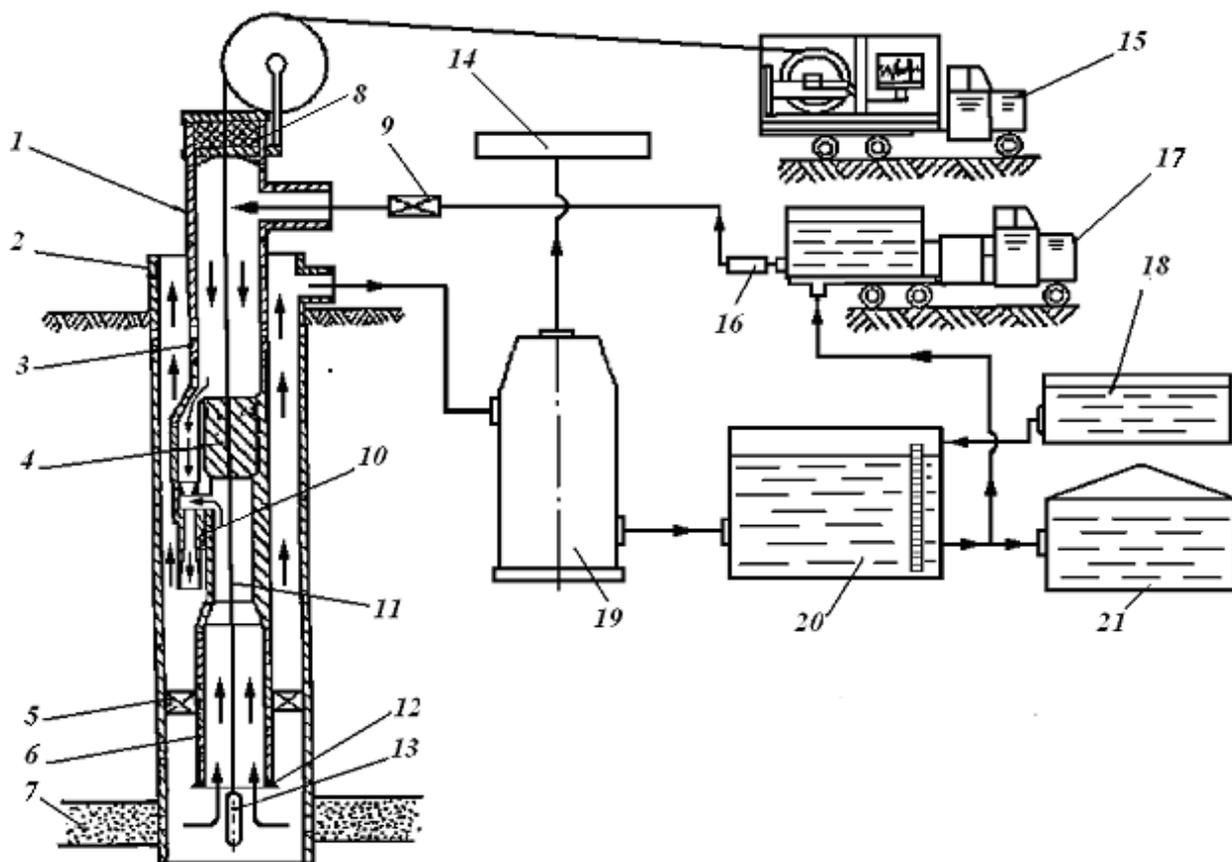


Рис. 2.8. Схема обвязки скважинного и наземного оборудования при работе с эжекторным многофункциональным пластоиспытателем.

1 – фонтанная арматура; 2 – обсадная колонна; 3 – колонна НКТ; 4 – герметизирующий узел; 5 – пакер; 6 – хвостовик; 7 – пласт; 8 – лубрикатор; 9 – обратный клапан; 10 – эжекторный насос; 11 – кабель; 12 – воронка; 13 – манометр; 14 – коллектор газа; 15 – каротажная станция; 16 – фильтр; 17 – насосный агрегат; 18 – емкость для долива технологической жидкости; 19 – сепаратор; 20 – замерная емкость; 21 – емкость для технологической жидкости.

После установки пакера в колонну НКТ на каротажном кабеле спускают манометр. Выше манометра на кабеле подвижно устанавливают герметизирующий узел. Манометр устанавливают в интервал пласта, а герметизирующий узел садится в корпус ЭМПИ, разобщая нагнетательный и всасывающий каналы струйного насоса. Автономные приборы можно спускать на проволоке.

При прокачке через ЭМПИ рабочей жидкости (технической воды, нефти или солевого раствора) на срезе сопла создается разрежение, вследствие чего происходит всасывание жидкости из подпакерного пространства, соответственно давление под пакером снижается. Величина депрессии зависит от скорости прохождения рабочей жидкости через сопло и регулируется давлением насосного агрегата. Как правило, для работы используют агрегаты ЦА – 320 или 4АН – 700. Снижение давления под пакером до проектной величины происходит за 0,5 – 3 минуты, в зависимости от объема подпакерного

пространства.

После снижения забойного давления до величины ниже пластового, происходит приток пластового флюида, который перемешивается с восходящим потоком рабочей жидкости и выходит на поверхность. В устьевой обвязке выходящая смесь направляется в сепаратор, где происходит отделение газа, а дегазированный раствор поступает в замерную емкость. Герметизирующий узел не препятствует перемещению манометра в интервале подпакерного пространства. В том случае, если нет необходимости в спуске дистанционного прибора, можно работать с депрессионной вставкой, сбрасываемой в полость НКТ. Для извлечения депрессионной вставки используют ловитель с яссом, спускаемым на кабеле или проволоке. К нижней части депрессионной вставки можно крепить автономный манометр.

После остановки работы эжекторного насоса (прекращение прокачки технологической жидкости) обратный клапан на всасывающей линии (на рис. 2.8 не показан) закрывается и в подпакерном пространстве сохраняется пониженное давление, созданное струйным насосом. После этого в подпакерном пространстве начинается процесс восстановления давления за счет энергии пласта. Манометр записывает кривую восстановления давления.

После восстановления прокачки технологической жидкости через струйный насос давление во всасывающей линии понижается, обратный клапан открывается и снова происходит вызов притока из пласта.

Таким образом, испытание пласта с применением комплекса ЭМПИ можно проводить в моноцикловом режиме.

3. Конструкция нефтяных и газовых скважин

3.1 Цели и способы крепления скважин

В процессе бурения скважин вскрываются пласты, характеризующиеся различной прочностью и устойчивостью к осыпям, обвалам, насыщенные различными типами флюидов (нефть, вода, газ и их смеси), имеющих различные коэффициенты аномальности, легкорастворимые (соленосные) породы.

В естественном состоянии эти пласты изолированы друг от друга плотными, непроницаемыми породами (водоупорами). При строительстве скважин эта изоляция нарушается, что может явиться причиной межпластовых перетоков, загрязнения пресных водоносных горизонтов, неконтролируемого выхода пластовых флюидов на поверхность.

Затраты на крепление скважин составляют от 15 до 30% их стоимости. От качества крепления скважин зависит долговременность безаварийной эксплуатации сооружения, объемы и качество продукции.

С точки зрения охраны недр и окружающей среды необходимо в процессе строительства и эксплуатации скважин создавать условия для полной изоляции вскрытых пластов друг от друга, восстановить естественную их разобщенность.

При креплении скважин достигаются следующие цели:

- создание долговечного прочного и герметичного канала для транспортировки жидкости или газа из пласта на поверхность или наоборот;
- герметичное разобщение всех проницаемых пластов друг от друга;
- укрепление стенок скважины, сложенных недостаточно устойчивыми породами;
- защита эксплуатационного канала от коррозии при контакте с агрессивными средами (пластовыми жидкостями, газами и др.);
- создание условий для прочного закрепления на устье скважины противовыбросового и эксплуатационного оборудования.

Качественное крепление скважин и долговременное разобщение пластов достигается комплексным решением трех основных задач:

- подготовка скважины к креплению в интервале размещения цементного раствора;
- временная или долговременная изоляция комплекса флюидонасыщенных пластов продуктивной толщи;
- применение тампонажных материалов, структурно-механические свойства которых соответствуют конкретным геолого-промысловым условиям крепления и долговременной эксплуатации скважин.

Успешное решение этих задач обеспечивает формирование надежного канала связи в системе «продуктивный пласт – устье скважины» и долговременное разобщение газо- нефте и водонасыщенных пластов, а также выполнение основных требований по охране недр и окружающей среды.

Классификация способов крепления скважин приведена на рис. 3.1.



Рис. 3.1. Классификация способов крепления нефтяных и газовых скважин.

Основными способами крепления нефтегазовых скважин являются:

- спуск и цементирование обсадных колонн (основной способ);
- установка цементных мостов;
- химическое закрепление стенок скважины;
- использование технических средств для закрепления стенок скважин в зонах осложнений (профильные перекрыватели, пакеры, тампонажные снаряды).

3.2. Понятие о конструкции скважины

Под конструкцией скважины понимают совокупность данных о количестве и размерах (диаметр, длина) обсадных колонн, диаметрах долот при бурении под каждую колонну, интервалах цементирования, а также интервалах вторичного вскрытия продуктивных пластов (перфорации). Конструкция скважины должна обеспечивать:

- прочность и долговечность скважины как технического сооружения;
- проходку скважины до проектной глубины;
- возможность проведения геофизических исследований;
- достижение проектных режимов эксплуатации;
- максимально полное использование природной энергии для транспортирования нефти и газа на поверхность;
- надежную изоляцию газо-нефте-водоносных горизонтов;
- минимальный расход средств на разведку и разработку месторождения;
- возможность проведения ремонтных работ в скважине.

На выбор конструкции скважины влияют различные факторы: назначение скважины, проектная глубина, геологические условия бурения, профиль скважины и др.

Для проектирования конструкции скважины необходимы данные о геологической характеристике вскрываемого пласта (тип флюида, физико-механическая характеристика пород - коллекторов, пластовые давления и давления гидроразрыва горных пород, виды и интервалы возможных осложнений при бурении скважин), технологические параметры (диаметр эксплуатационной колонны и схема заканчивания скважины), профиль скважины.

На практике в глубокие скважины обычно спускают несколько обсадных колонн, которые различаются по назначению и глубине спуска (рис. 3.2):

- **направление** — служит для закрепления устья скважины и отвода выходящего из скважины бурового раствора в циркуляционную систему, обычно спускается на глубину, перекрывающую четвертичные отложения на 3-5 м;

- **кондуктор** — устанавливается для закрепления стенок скважины в интервалах, представленных неустойчивыми породами, и предохранения водоносных горизонтов — источников водоснабжения и от загрязнения; глубина спуска до нескольких сот метров;

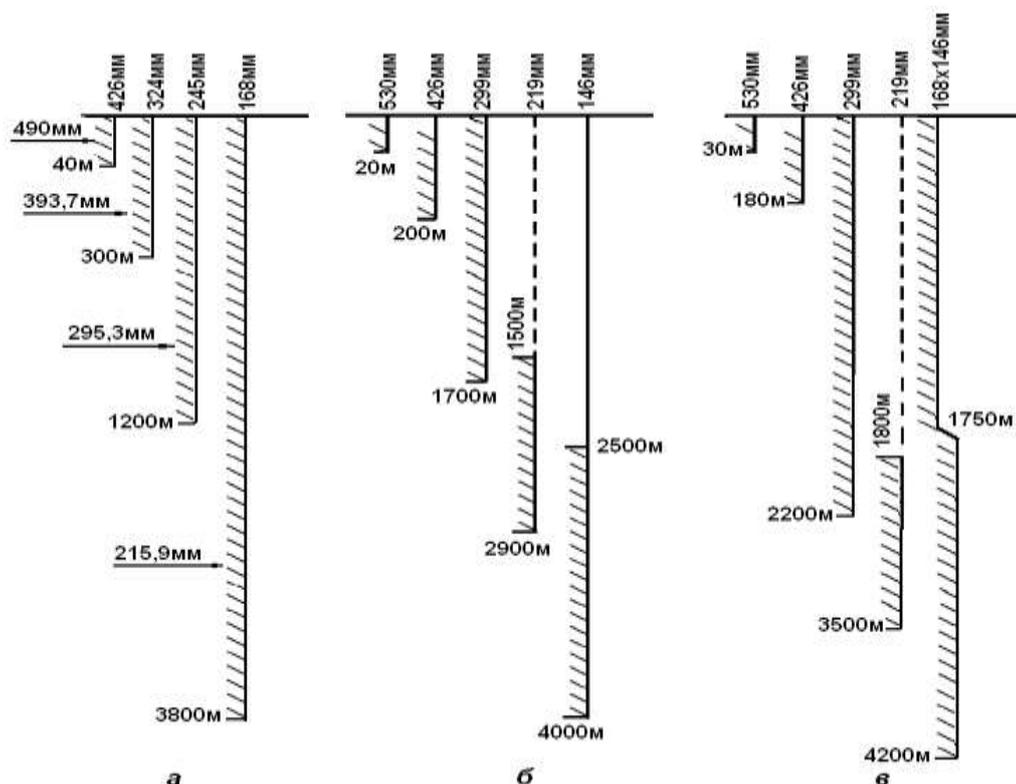


Рис. 3.2. Графическое изображение конструкции скважины:

а – со сплошными колоннами, цементируемыми до устья, с приведенными размерами долот, для бурения; **б** – с 219мм хвостовиком, эксплуатационная колонна цементируется до глубины 2500м; **в** - с 219мм хвостовиком и двухразмерной эксплуатационной колонной.

- **промежуточная (техническая) колонна** — служит для изоляции интервалов слабосвязанных неустойчивых пород и зон поглощения промывочной жидкости; глубина спуска колонны зависит от местоположения осложненных интервалов;

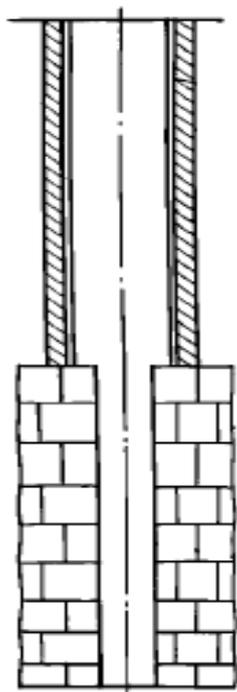
- **эксплуатационная колонна** — образует надежный канал в скважине для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов в пласт; Глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта эксплуатационную колонну перфорируют или оснащают фильтром.

Обсадные колонны могут сплошными, перекрывающими ствол скважины от достигнутого забоя до устья скважины и потайными — для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины. Верхний конец потайной колонны может размещаться внутри предыдущей обсадной колонны (в этом случае такая колонна называется хвостовиком) или перекрывать только какую-либо зону осложнения и не иметь связи с предыдущей колонной (такая колонна называется "летучкой").

3.3. Конструкции призабойной зоны скважин

В зависимости от назначения скважины, степени изученности района, геолого-технических условий используют несколько типов (схем) конструкций призабойной зоны скважин.

Рис.3.3. Конструкция забоя скважины с открытым стволом уменьшенного диаметра



Первая схема (рис. 3.3.) предусматривает бурение скважины до кровли продуктивного пласта, спуск и цементирование эксплуатационной колонны. Вскрытие пласта осуществляется долотом меньшего диаметра, ствол скважины в интервале ствола остается не закрепленным (открытый ствол).

Это наиболее экономичная конструкция используется при залегании в интервале пласта устойчивых (прочных) горных пород, равномерных по коллекторским свойствам и насыщенных одним типом флюида. Преимущества этой схемы заключаются в том, что приствольная зона продуктивного пласта не загрязняется цементным раствором, нет необходимости в перфорационных работах, для разбуривания пласта можно использовать буровой раствор, отвечающий параметрам только этого интервала («индивидуальный» раствор). Скважина с такой конструкцией забоя считается гидравлически совершенной. В промышленной практике такая конструкция забоя широко применяется на газоконденсатных месторождениях с большим этажом газоносности.

Недостатком этой схемы является то, что при больших депрессиях на пласт при освоении скважин может происходить нарушение целостности стенок скважины, затрудняются изоляционные работы при обводнении скважин. Этот способ крепления чаще используется для вскрытия пластов, представленных карбонатными коллекторами.

На рис. 3.4. представлена конструкция призабойной части скважины, отличающейся от первой лишь тем, что зона продуктивного пласта дополнительно перекрывается заранее изготовленным фильтром с круглыми или щелевидными отверстиями.

Преимущества и недостатки рассматриваемой схемы те же, что и для первой, за исключением повышенной требовательности к устойчивости горной породы в интервале продуктивного пласта.

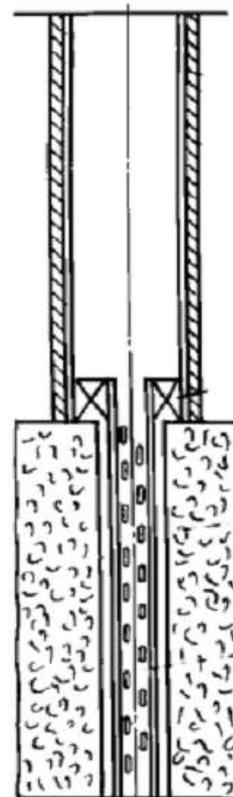


Рис.3.4. Конструкция забоя скважины с дополнительным фильтром

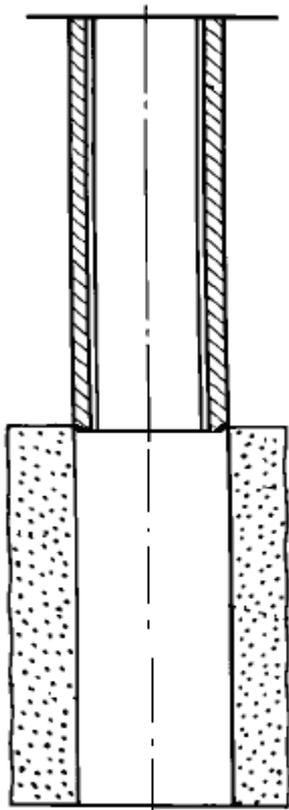


Рис. 3.5. Конструкция забоя скважины с открытым стволом диаметром бурения под эксплуатационную колонну

Следующая схема (рис.3.5.) предусматривает бурение скважины до проектной глубины (со вскрытием продуктивного пласта), спуск эксплуатационной колонны до кровли пласта и ее цементирование.

Для защиты интервала пласта от загрязнения цементным раствором на забой скважины намывают песчаную подушку, закачивают вязко-упругий состав (ВУС) или в верхнем интервале пласта устанавливается взрывной пакер (ВП) или стреляющий тампонажный снаряд (СТС), которые в последующем разбураиваются. Возможно манжетное цементирование. После ОЗЦ эксплуатационной колонны в интервале пласта может быть спущен фильтр для укрепления стенок скважины. Преимуществом этой схемы является предотвращение загрязнения пласта цементным раствором, отпадает необходимость работы по разбураиванию пласта после спуска эксплуатационной колонны, что ускоряет процесс строительства скважины.

Однако при осуществлении этой схемы нет возможности использовать «индивидуальный» буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта, остаются повышенные требования к устойчивости стенок скважины, наличию одного типа флюида.

На рис. 3.6. представлена схема, при которой зона продуктивного пласта перекрывается фильтром, спускаемым вместе с эксплуатационной колонной, цементирование которой осуществляется в интервале выше кровли пласта с использованием специальной манжеты и цементировочной муфты (манжетный способ цементирования) или заколонного пакера ПДМ.

Преимущества и недостатки этой схемы в основном те же, что и у предыдущей.

На рис. 3.7. показана наиболее часто используемая конструкция призабойной зоны нефтегазовых скважин (более 90% эксплуатационных скважин имеют перфорированный забой.).

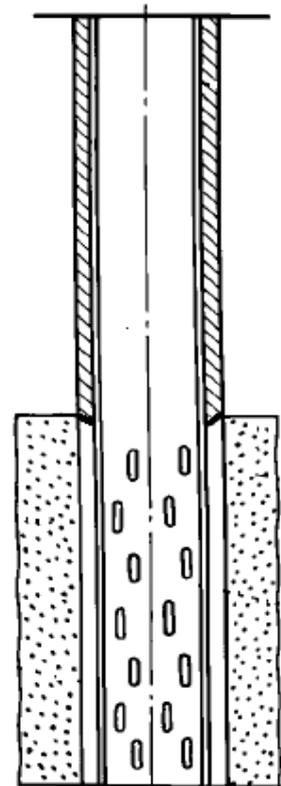


Рис.3.6. Конструкция забоя скважины с открытым стволом, закрепленным фильтром из труб эксплуатационной колонны

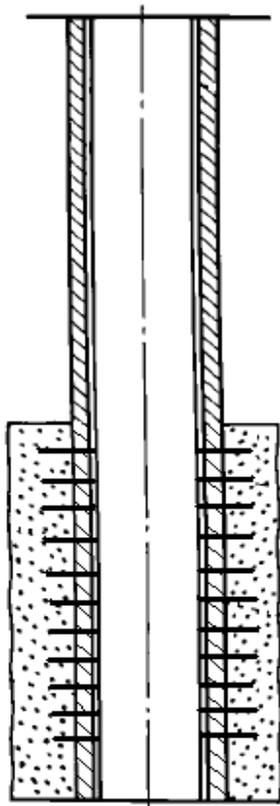


Рис. 3.7. Конструкция забоя скважины, закрепленного эксплуатационной колонной

Согласно этой схеме при бурении под эксплуатационную колонну вскрывается пласт на всю толщину с возможностью разместить под подошвой пласта цементный стакан и технологический «зумпф». Затем в скважину спускается и цементируется эксплуатационная колонна. После ОЗЦ производится вторичное вскрытие пласта (или его части) методами перфорации. Эта схема конструкции наиболее проста в осуществлении, не предусматривает особых требований к устойчивости насыщенности только одним типом флюида, облегчаются работы по изоляции водопритоков. Однако при этой схеме может происходить существенное загрязнение приствольной зоны пласта буровым и цементным растворами.

Следующая схема (рис. 3.8.) крепления призабойной зоны скважины предусматривает бурение скважины до кровли, спуск и цементирование эксплуатационной колонны, вскрытие пласта долотом меньшего диаметра, спуск и цементирование в интервале пласта хвостовика из обсадных труб, который в последствии перфорируется. Для разбуривания продуктивного пласта возможно применение «индивидуального» бурового раствора, уменьшается вероятность его загрязнения цементным раствором (уменьшается перепад давления). Однако этот метод более дорогой и трудоемкий.

Последовательность выбора конструкции забоя скважины с учетом конкретных факторов производится согласно схеме, приведенной на рис. 3.9 [3,6,22].

Схемы оборудования, изображенные на рис. 3.9, а, б и в можно применять только в том случае, если продуктивная залежь однородна по насыщенности (т.е. содержит только один тип флюида), проницаемость ее по толщине мало меняется, а толщина непроницаемой породы между продуктивным пластом и нижележащими проницаемыми породами достаточно большая (более 10 м).

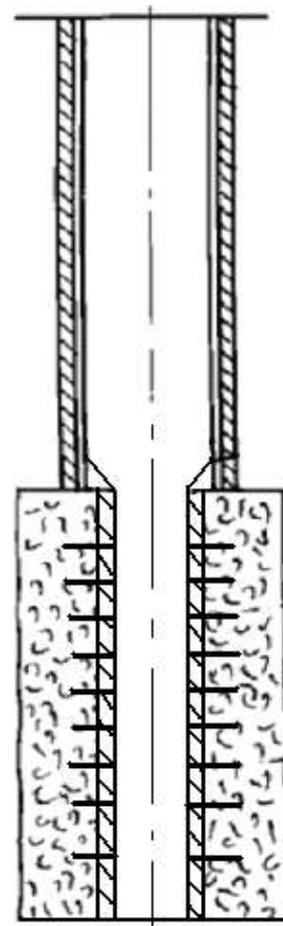


Рис. 3.8. Конструкция забоя скважины, закрепленного эксплуатационным хвостовиком

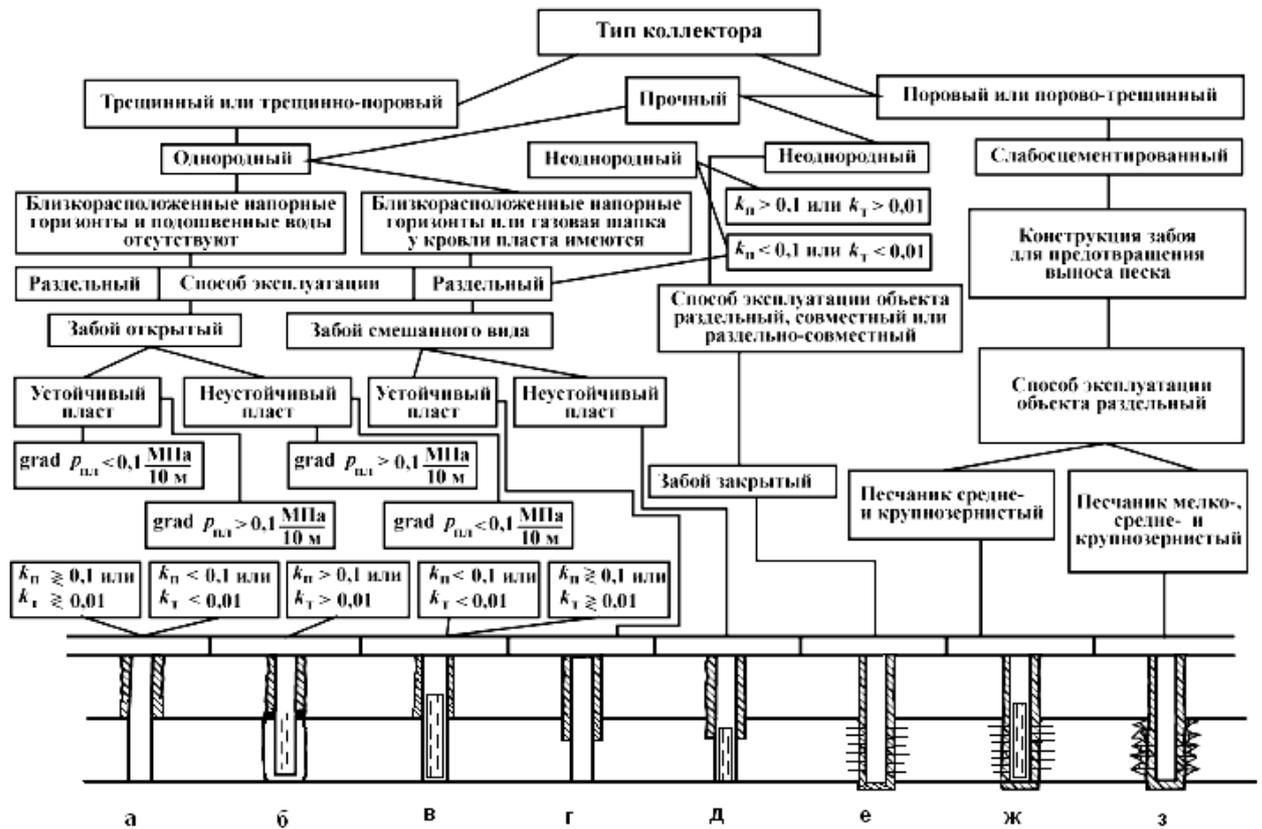


Рис.3.9. Схема выбора конструкции призабойной зоны скважины

Схемы (рис. 3.9, г, д) с фильтром в нижней части или без него предназначены для применения в случаях, когда:

- верхней части залежи содержится флюид, отличный от флюида в нижней части;
- проницаемость верхней части сильно отличается от проницаемости нижней и поэтому эксплуатация их должна осуществляться отдельно;
- верхняя часть залежи сложена слабоустойчивыми, а нижняя – хорошо устойчивыми породами;
- коэффициент аномальности пластовых давлений у кровли и близ подошвы настолько разные, что разбурить продуктивный горизонт на всю толщину без изменения плотности бурового раствора нельзя.

На рис 3.9, е приведена конструкция с закрытым забоем - продуктивные пласты перекрыты сплошной колонной или хвостовиком с последующим цементированием скважины и вторичным вскрытием пласта перфорацией. Этот способ крепления призабойной части ствола скважины является самым распространенным.

В случае необходимости перекрытия пласта на всю толщину при возможности выноса в ствол скважины песка применяют конструкцию по схеме, показанной на рис. 3.9 ж, в которой предусмотрены дополнительные забойные фильтры.

Конструкция, показанная на рис. 3.9 з, также предотвращает вынос песка за счет закрепления призабойной зоны проницаемым тампонажным материалом (в затрубном пространстве обсадной колонны).

На месторождениях, в процессе разработки которых пластовые давления существенно уменьшаются, происходит увеличение вертикальных напряжений сжатия в эксплуатируемой залежи и обусловленные этим уменьшение толщины залежи и осадка всей толщи горных пород. Если эксплуатационная колонна нижним концом упирается в забой, то при осадке толщи пород в колонне могут возникнуть очень большие напряжения продольного сжатия, под влиянием которых на отдельных участках целостность ее может быть нарушена.

Уменьшить опасность возникновения аварийной ситуации можно, если в конструкции скважины предусмотреть возможность продольного перемещения призабойного участка эксплуатационной колонны вниз, вдоль зумпфа, пробуренного на 10 - 20 м ниже подошвы продуктивной залежи в хорошо устойчивой непроницаемой породе, или использовать одну из схем оборудования призабойного участка, предусматривающих возможность перемещения колонны (рис. 3.9, схемы *в, д, з*).

В разведочных и поисковых скважинах из-за недостаточно изученных условий крепления и необходимости большого объема исследований в крепленном стволе обычно предусматривается перекрытие перспективных пластов эксплуатационной колонной на всю толщину с последующей перфорацией (рис. 3.9, схемы *е, ж*).

3.4. Проектирование конструкции скважины

При проектировании конструкции скважины необходимо обосновать число и глубины спуска обсадных колонн, диаметры долот и колонн, интервалы цементирования.

Последовательность выбора конструкции забоя скважины с учетом конкретных факторов производится согласно схеме, приведенной на рис. 3.9.

Глубина скважин по вертикали, продуктивные пласты которых предусматривается полностью перекрыть эксплуатационной колонной (схемы *е, ж, з*, рис. 3.9.) может быть рассчитана следующим образом:

$$L = A_y + H_K + h_{пл} + h_3 + h_{ст}$$

Глубина зумпфа (h_3), оставляемого для обеспечения прохождения геофизического, испытательного и промыслового оборудования до подошвы пласта и сбора выносимой твердой фазы при последующей эксплуатации, принимается до 30 м.

Высота цементного стакана ($h_{ст}$), оставляемого в эксплуатационной колонне (10-30м), зависит от места остановки верхней разделительной пробки (места установки “стоп” кольца или обратного клапана типа ЦКОД).

Для выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска строят совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород (ГРП) и гидростатического давления столба бурового раствора в координатах «глубина - эквивалент градиента давления».

Под эквивалентом градиента давления понимают относительную плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает

давление, равное пластовому или давлению ГРП, т.е.:

$$\alpha_{\text{ПЛ}} = \frac{P_{\text{ПЛ}}}{0,01H_{\text{ПЛ}}}; \quad \alpha_{\text{ГРП}} = \frac{P_{\text{ГРП}}}{0,01H_{\text{ПЛ}}},$$

Расчет значений эквивалентов градиентов давлений для пластов, насыщенных жидкостью и имеющих толщину до 200 м, проводится для середины пласта и принимается одинаковыми для всего пласта. Для газовых пластов и для пластов, насыщенных жидкостью и имеющих толщину более 200 м, расчет проводится как для кровли, так и для подошвы пласта и полученные точки на графике соединятся прямой линией.

Величины пластовых давлений для проницаемых пластов берутся из геологической характеристики района работ (водоносность, нефтегазоносность), для непроницаемых пород в расчет принимают поровое давление, которое чаще всего принимают равным гидростатическому.

Величины давлений ГРП по разрезу скважины берут также из геологической характеристики (если они известны), или определяют расчетным путем, используя известные методики.

По Б. А. Итону давление гидроразрыва пород для проницаемых пластов можно рассчитать, зная величины горного и пластового давлений, а также коэффициент Пуассона горных пород:

$$P_{\text{ГРП}} = \frac{\mu}{(1 - \mu)} (P_{\text{Г}} - P_{\text{ПЛ}}) + P_{\text{ПЛ}}$$

Для горных пород, характеризующихся коэффициентом Пуассона (μ) равным 0,25 (среднее значение для пород осадочного происхождения при глубине залегания до 3000 м) можно использовать формулу Хубберта - Уиллиса:

$$P_{\text{ГРП}} = 1/3 (P_{\text{Г}} - P_{\text{ПЛ}}) + P_{\text{ПЛ}}$$

Принимая плотность горных пород равной 2600 кг/м³, К. В. Гаврилкевич предложил использовать более упрощенную формулу:

$$P_{\text{ГРП}} = 0,0083H_{\text{ПЛ}} + 0,66 P_{\text{ПЛ}}$$

Для глинистых горных пород давление ГРП можно рассчитать по формуле АзНИПИнефть:

$$P_{\text{ГРП}} = \frac{2 \mu}{1 - \mu} (P_{\text{Г}} - P_{\text{ПОР}}) + P_{\text{ПОР}}$$

Для условий строительства скважин на территории Пермского края давление ГРП можно рассчитывать по методике, утвержденной для бывшего ПО «Пермнефть»:

$$P_{\text{ГРП}} = A \cdot H_{\text{ПЛ}},$$

Градиент давления гидроразрыва горных пород (A) выбирается следующим образом:

$A = 0,012$ МПа/м для потенциально поглощающих пластов независимо от глубины;

$A = 0,026$ МПа/м для непоглощающих пластов при глубине до 1000 м;

$A = 0,0234$ МПа/м для непоглощающих пластов при глубине более 1000 м.

На построенном графике давлений (рис. 3.10) выделяют зоны с совместимыми условиями бурения.

Под совместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда созданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины не вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной.

В пределах одной зоны относительная плотность бурового раствора ($\rho_{\text{ор}}$) с одной стороны должна обеспечивать необходимую репрессию на флюидосодержащие пласты для предотвращения проявлений и выбросов, а с другой стороны в скважине не должно возникать условий для гидроразрыва пород и поглощений бурового раствора, т.е.:

$$k_{\text{Р}} \cdot \alpha_{\text{ПЛ}} < \rho_{\text{ор}} < \alpha_{\text{ГРП}}/k_{\text{Б}},$$

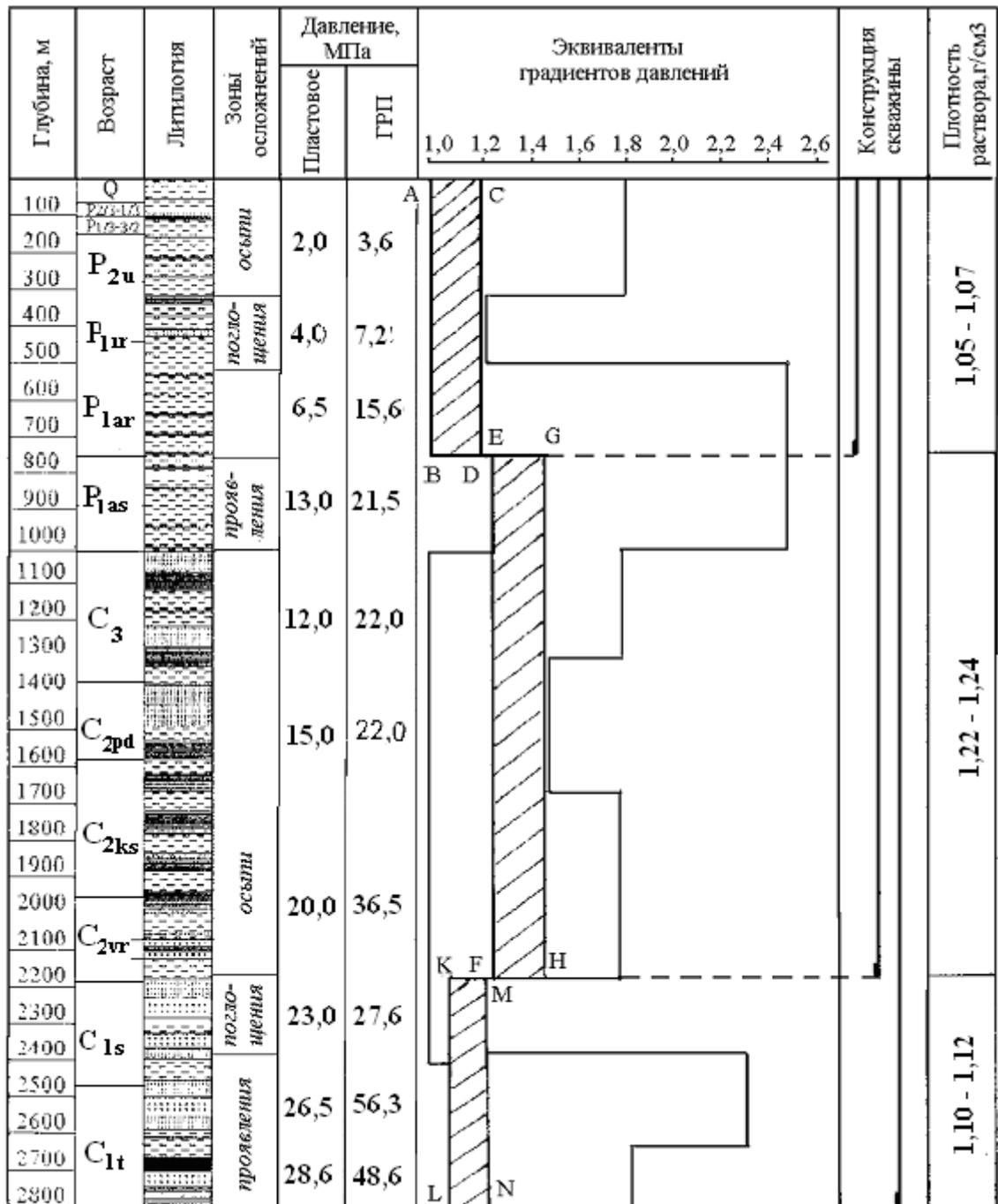
Коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора в скважине над пластовым ($k_{\text{Р}}$) принимается в соответствии с «Правилами безопасности...» [18]:

$k_{\text{Р}} = 1,10$ для пластов, залегающих на глубине до 1200 м;

$k_{\text{Р}} = 1,05$ для пластов, залегающих на глубине более 1200;

Коэффициент безопасности для предотвращения гидроразрыва пластов ($k_{\text{Б}}$) принимается равным 1,2 – 1,5 в зависимости от степени изученности района буровых работ [22].

Определение зон совместимости проводят в следующей последовательности (см. рис. 3.10).




 - Глина - Алеволит - Песчаник - Аргиллит

Рис.3.10. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

1. На совмещенный график наносят вертикальные линии или точки, соответствующие значениям эквивалентов градиентов давлений. На границах пластов эти линии или точки соединяют горизонтальными линиями, в результате чего на графике получаются две ломаные линии, характеризующие изменение эквивалентов градиентов пластового давления и давления ГРП с глубиной.

2. Параллельно оси ординат проводят линии касательно крайним точкам (линиям) эквивалентов градиентов пластового (порового) давления (на рис. 3.10

линии АВ, ЕF, KL) и линии касательно крайним точкам (линиям) эквивалентов давлений ГРП (линии CD, GH, MN).

3. Выделяют зоны с совместимыми условиями бурения. В приведенном примере (рис. 3.10) такими зонами являются заштрихованные участки ABCD, EFGH, KLMN.

4. Выбирают число зон крепления скважины (число обсадных колонн), которое в первоначальном варианте конструкции соответствует числу зон с совместимыми условиями бурения. Глубину спуска обсадных колонн принимают на 10 - 20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

5. Корректируют число и глубину спуска обсадных колонн с учетом назначения скважины, способа заканчивания (конструкции призабойной зоны), особенностей строительства скважины в рассматриваемом районе и др. факторов.

С целью защиты устьевого участка ствола от размыва и канализации восходящего потока промывочной жидкости в очистную систему в конструкции скважины предусматривают направление. Глубина его спуска обычно выбирается с учетом перекрытия неустойчивых четвертичных отложений на 3 - 5 м.

Кондуктор обычно предназначен для крепления неустойчивых стенок верхней части разреза скважины, предотвращения поглощений бурового раствора, перекрытия пресных водоносных горизонтов от загрязнения. На кондукторе, как правило, устанавливают противовыбросовое оборудование и подвешивают последующие обсадные колонны.

В газовых скважинах одноколонной конструкции глубину спуска кондуктора нужно выбрать так, чтобы он перекрывал все проницаемые породы, которые имеют выход на дневную поверхность или сообщаются с ней посредством родников, колодцев и других горных выработок, имеющих на данной структуре, а также слабые породы, которые могут быть разорваны при действии высокого давления, возникающего при закрытии превентора на устье скважины во время газового выброса.

Башмак кондуктора устанавливается в плотных, непроницаемых породах. Глубина спуска кондуктора уточняется из условия предотвращения разрыва горных пород у башмака при герметизации устья скважины в случае нефтегазопроявлений:

$$H_{\text{конд}} = \frac{100 (P_y + \Delta P_y)}{\alpha_{\text{ГРП}}/k_{\text{Б}} - \rho_{\text{ож}}},$$

На стадии проектирования конструкции скважины давление на устье при его герметизации во время флюидопроявления (P_y) рассчитывают, как правило, для случая полного замещения промывочной жидкости природным газом или пластовой нефтью.

Дополнительное давление на устье, возникающее при очистке скважины от поступивших пластовых жидкостей (ΔP_y), в проектных расчетах

принимают равным 1,0 - 1,5 МПа.

При расчете $H_{\text{конд}}$ эквивалент градиента давления гидроразрыва ($\alpha_{\text{ГРП}}$) принимается для горных пород, залегающих на глубине установки башмака кондуктора. За $\rho_{\text{ож}}$ следует принимать относительную плотность жидкости (нефти) в скважине при проявлении или выбросе.

По той же методике уточняется глубина спуска промежуточной колонны, если на ней монтируется противовыбросовое оборудование.

Если расстояние между нижними концами двух смежных обсадных колонн достаточно большое (большой выход из-под башмака предыдущей колонны) и за время бурения ствола под последующую из них предыдущая может быть изношена до аварийного состояния или ее прочность из-за износа может уменьшиться настолько, что возникнет опасность разрыва этой колонны (в случае закрытия установленного на ней превентора при газонефтепроявлениях), то в конструкции скважины предусматривают замену изношенного верхнего участка колонны новым до вскрытия горизонта, из которого возможно проявление. Если такая замена невозможна, то производят спуск дополнительной промежуточной колонны для установки на ней противовыбросового оборудования.

Если для разбуривания пород в одной зоне требуется такая по составу промывочная жидкость, применение которой в смежной зоне недопустимо из-за опасности возникновения серьезных осложнений или экономически невыгодно, в конструкции скважины может быть предусмотрена дополнительная промежуточная колонна, разобщающая эти зоны.

Если ту или иную зону можно надежно изолировать другим способом (цементные мосты, профильные перекрыватели и др.), то соответствующую обсадную колонну из конструкции скважины исключают.

Если расстояние между нижними концами двух смежных обсадных колонн очень большое и существует опасность, что последующую колонну не удастся спустить до необходимой глубины из-за большой величины сил сопротивления, обусловленных прежде всего прижатием ее к стенкам необсаженного участка ствола скважины, то увеличивают глубину спуска предыдущей колонны или предусматривают дополнительную промежуточную колонну между ними.

Необходимость в спуске промежуточной колонны может быть вызвана также неустойчивостью некоторых горных пород при использовании определенных типов промывочных жидкостей в процессе бурения скважины либо агрессивным действием пород на данную промывочную жидкость. Например, буровые растворы на основе пресной воды непригодны для разбуривания солевых отложений, так как они растворяют соли, сами коагулируют, а в скважине образуются большие каверны. Высокоминерализованные буровые растворы, которые с успехом используются при разбуривании солевых отложений, не всегда подходят для вскрытия других отложений, и могут вызвать осложнения в других интервалах ствола скважины, т.к. имеют повышенную плотность.

В целях уменьшения расхода металла на крепление скважины некоторые из промежуточных обсадных колонн делают в виде хвостовиков или

потайными. Сплошную колонну можно заменить хвостовиком в том случае, если за период бурения под последующую колонну предыдущая не изнашивается до аварийного состояния и допускает герметизацию устья скважины в случае газонефтяного проявления или выброса. Не рекомендуется делать в виде хвостовиков две смежные обсадные колонны. Верхний конец хвостовика герметично подвешивается в предыдущей колонне выше ее башмака на расстоянии не менее чем 100 м. Если предыдущая колонна перекрывает толщу пород, склонных к пластическому течению, то верхний конец хвостовика колонны нужно размещать выше кровли такой толщи не менее чем на 25 - 50 м.

В исключительно редких случаях промежуточная колонна может быть спущена в скважину в виде “летучки” (потайной колонны) для перекрытия локально осложненного интервала ствола (неустойчивых горных пород, поглощающих пластов и т.д.). Такая колонна не имеет связи с предыдущей обсадной колонной.

Если достоверность информации о геологическом разрезе недостаточна, при проектировании и бурении первых трех разведочных скважин допускается включение в конструкцию скважины резервной промежуточной колонны, которая при отсутствии непредвиденных осложнений не спускается.

Диаметры обсадных колонн и долот выбирают снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

В нефтяных скважинах диаметр эксплуатационной колонны выбирают, исходя из ожидаемых дебитов жидкости (нефть + вода) на различных стадиях эксплуатации, габаритных размеров оборудования, которое должно быть спущено в эксплуатационную колонну для обеспечения заданных дебитов жидкости, и глубины скважины.

В газовых и газоконденсатных скважинах диаметр эксплуатационной колонны выбирают с учетом ожидаемого дебита на разных стадиях разработки месторождения, устойчивости пород продуктивного горизонта, допустимой депрессии в пристволевой зоне, содержания жидкой фазы (конденсат, вода), а также наличия в добываемом газе компонентов, вызывающих коррозию труб; гидравлические сопротивления при движении газа от забоя до устья должны быть возможно меньшими.

В нагнетательных скважинах диаметр эксплуатационной колонны выбирают в зависимости от заданного типа закачиваемого рабочего агента (вода, газ, пар), а также габаритных размеров оборудования, которое должно быть спущено в колонну.

Диаметр эксплуатационной колонны оказывает большое влияние на стоимость скважины. Чем он больше, тем, как правило, выше стоимость строительства скважины. Поэтому обычно стремятся уменьшить этот диаметр. При проектировании и бурении первых поисково-разведочных скважин на новой площади целесообразно ориентироваться на наименьший диаметр, при котором могут быть решены геологические задачи, обеспечено проведение геофизических исследований и опробование перспективных горизонтов. На площадях с установленной нефтегазонасностью диаметр эксплуатационных колонн разведочных скважин выбирают так же, как для эксплуатационных и

нагнетательных скважин.

Диаметр долота для бурения под выбранную обсадную колонну определяется требуемым зазором между колонной и стенкой скважины, который зависит от сложности геологических условий, интенсивности искривления ствола, жесткости обсадной колонны и типа соединения обсадных труб. Величина минимальной разности диаметров обсадной колонны и ствола скважины выбирается согласно «Правилам безопасности...» [18].

Внутренний диаметр обсадной колонны должен обеспечивать свободный пропуск долота для последующего бурения, пластоиспытателей, геофизических и других приборов.

В глубоких скважинах иногда применяют ступенчатые (двухразмерные) колонны (как промежуточные, так и эксплуатационные), когда верхнюю часть комплектуют из труб большего диаметра, чем нижнюю. Это позволяет значительно уменьшить гидравлические сопротивления при бурении под последующую колонну, использовать в компоновке колонны менее дорогие обсадные трубы с меньшим пределом текучести, разместить в верхней части эксплуатационной колонны более высокопроизводительное нефтепромысловое оборудование.

Выбор высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве обсадных колонн зависит от назначения скважины, геологических условий и выбирается в соответствии с «Правилами безопасности ...» [18].

В необсаженном предыдущей колонной стволе скважины цементированию подлежат:

- продуктивные горизонты, кроме предусмотренных к опробованию и эксплуатации открытым стволом;
- продуктивные горизонты, не предусмотренные к опробованию или эксплуатации открытым стволом, и горизонты с непромышленными запасами нефти и газа;
- истощенные горизонты;
- проницаемые горизонты, насыщенные пресной водой, а также всеми видами минеральных вод;
- горизонты вторичных (техногенных) залежей нефти и газа;
- интервалы, представленные породами, склонными к пластическому течению и выпучиванию;
- горизонты, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами при цементировании в один или несколько приемов должны выбираться с учетом следующих требований:

- направления, кондукторы, потайные колонны, нижние и промежуточные ступени при ступенчатом цементировании промежуточных и эксплуатационных колонн цементируются на всю длину;
- минимально необходимая высота подъема тампонажного раствора над флюидосодержащими горизонтами, а также над кровлей подземных хранилищ нефти и газа и над устройствами ступенчатого цементирования верхней ступени промежуточных колонн должны составлять не менее 150 - 300 м - для

нефтяных и 500 м - для газовых скважин;

- не допускается разрыв сплошности цементного кольца по высоте за обсадными колоннами;

- все выбранные с учетом вышеизложенных условий интервалы цементирования объединяются в один общий;

- при перекрытии кондуктором или промежуточной колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции, допускается подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ОЗЦ) проведением встречного цементирования через межколонное пространство.

Высота подъема тампонажных растворов за обсадными колоннами должна отвечать также требованиям местных природоохранных организаций. Например, в настоящее время на территории Пермского края в скважинах любого назначения все обсадные колонны должны цементироваться до устья.

4. Крепление скважин обсадными колоннами

4.1. Конструкции обсадных труб и их соединений

Обсадные трубы для нефтегазовых скважин выпускают по ГОСТ 632-80. «Обсадные трубы и муфты к ним», и различным техническим условиям (ТУ).

Классификация основных конструкций отечественных резьбовых обсадных труб по конструкции приведена на рис. 4.1.

Для крепления скважин по ГОСТ 632-80 выпускают горячекатаные, цельнотянутые, бесшовные трубы, изготовленные из сталей различных групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р, Т). По точности и качеству исполнения они подразделяются на два вида - "А" и "Б". Номенклатура труб предусматривает изготовление их диаметром от 114 до 508 мм, с толщиной стенки от 5,2 до 16,1 мм, длиной от 9,5 до 13 м. В партии труб исполнения "Б" допускается иметь до 20% от 8 до 9,5 м и до 10% от 5 до 6 м. Овальность труб при диаметре до 219 мм не должна превышать 1,2%, при диаметре более 219 мм - не более 2%.

Обсадные трубы подвергаются опрессовке водой (при диаметре до 219 мм - 100% труб, при диаметре более 219 мм - допускается опрессовывать 50% труб).

Давление опрессовки может быть рассчитано из выражения:

$$P_{\text{ОП}} = 2\delta [\sigma] / D, \text{ МПа,}$$

где $[\sigma] = 0,6\sigma_T$ при диаметре труб более 273 мм,

$[\sigma] = 0,8\sigma_T$ при диаметре труб менее 273 мм,

σ_T - предел текучести материала труб, МПа,

D - наружный диаметр труб, мм,

δ - толщина стенки труб, мм.

При контроле качества труб большое внимание уделяют их прямолинейности. На концевых участках (1/3 длины) не допускается изогнутость более 1,3 мм на 1 м длины. На середине трубы стрела прогиба должна быть не более 1/2000 от ее длины.

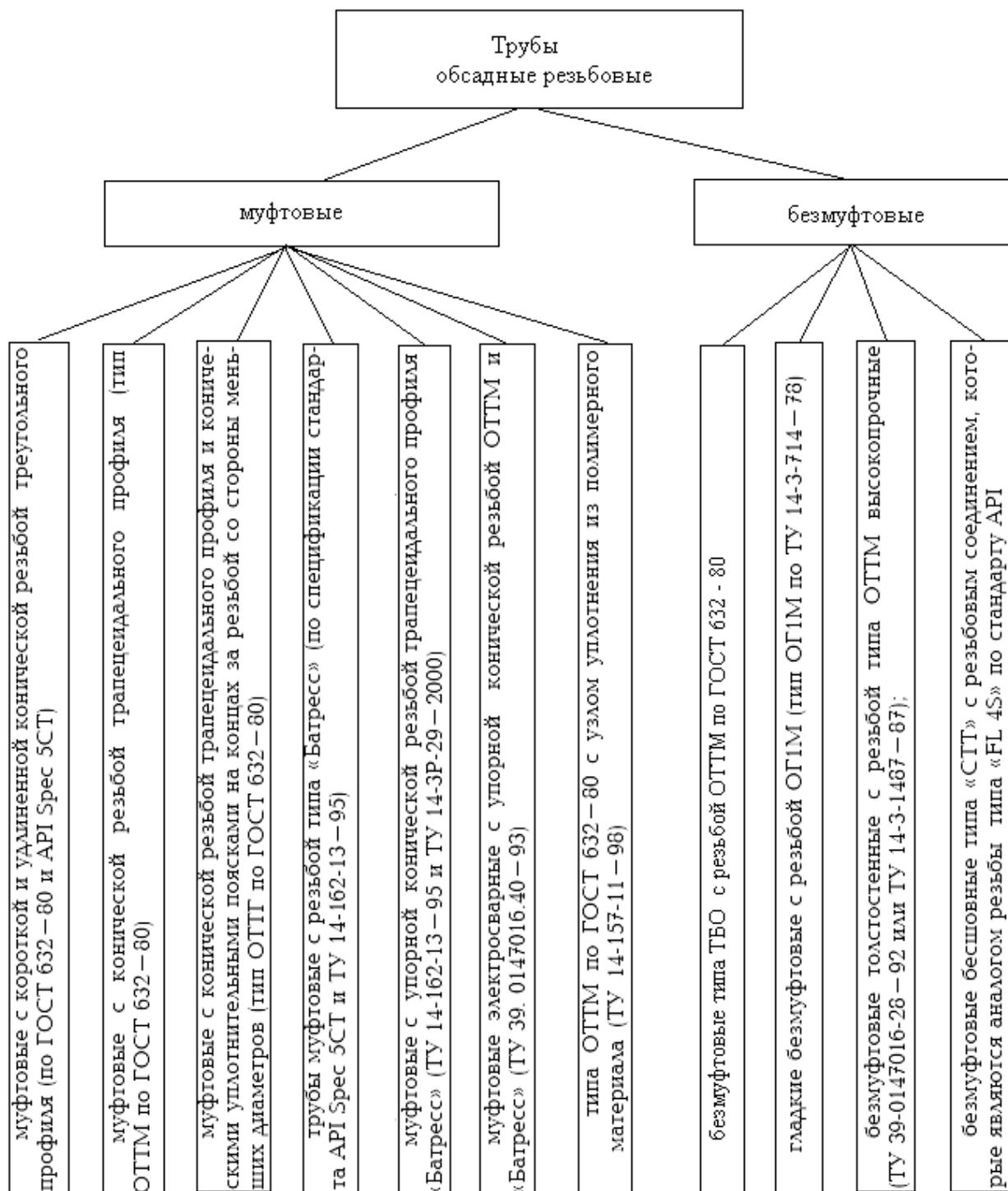


Рис. 4.1. Классификация отечественных резьбовых обсадных труб

На одном из концов каждой трубы на расстоянии 0,4-0,6 м от торца наносится маркировка клеймом и более крупно белой краской. В маркировке трубы указывается диаметр толщины стенки, группа прочности стали, вид исполнения (для «А»), номер трубы, завод-изготовитель, месяц и год выпуска, длина трубы в см и ее масса.

В документации принято маркировать обсадные трубы следующим образом:

Норм 245 × 10 Д ГОСТ 632-80
ОТТМ 245 × 10 Д ГОСТ 632-80
ОТТГ 245 × 10 Д ГОСТ 632-80
ТБО 245 × 10 Д ГОСТ 632-80,

В маркировке указывается тип трубы (Норм - трубы с треугольной резьбой нормальной длины муфтовые, ОТТМ - обсадные трубы с трапециидальной резьбой муфтовые, ОТТГ - обсадные трубы с трапециидальной резьбой высокогерметичные, ТБО - трубы безмуфтовые обсадные), диаметр, толщина стенки, группа прочности стали.

Конструкции резьбовых соединений обсадных труб представлены на рис. 4.2.

Резьба треугольного профиля характеризуется следующими параметрами: профиль нитки резьбы - равносторонний треугольник (угол при вершине 60°), конусность 1:16, высота профиля 1,81 мм, шаг резьбы - 3,175 (8 ниток на длине одного дюйма - 24,5 мм). Эта резьба не обладает высокой герметичностью, т.к. радиусы закругления вершины и впадины различны и сопряжения в них не происходит.

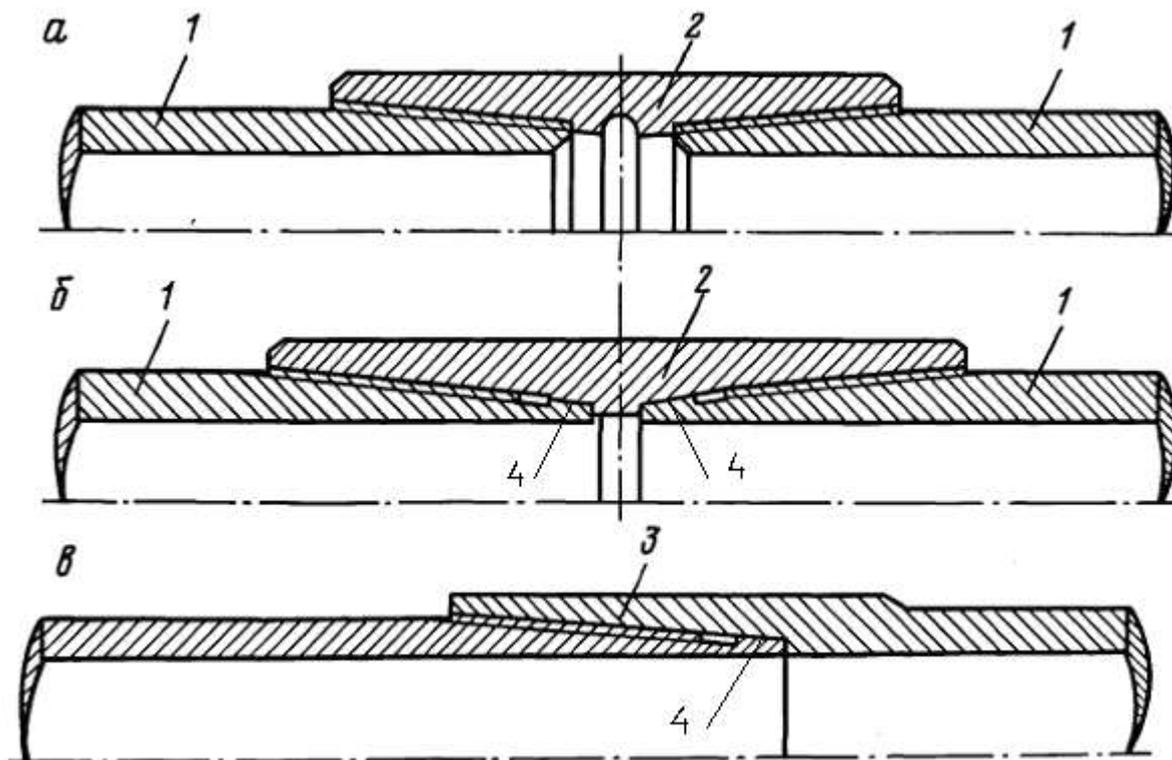


Рис. 4.2. Соединения обсадных труб, выпускаемых по ГОСТ 632-80:

а – соединения труб с треугольной резьбой и труб ОТТМ;

б - соединение труб ОТТГ;

в – соединение труб ТБО;

1 – обсадная труба; 2 – муфта; 3 – безмуфтовое соединение, 4 – уплотнительные элементы.

Трапециидальная резьба труб ОТТМ, ОТТГ и ТБО одностипна. Профили нитки резьбы - неравносторонняя трапеция с углом наклона сторон 3° и 10° . Конусность резьбы 1:16, высота профиля 1,6 мм, шаг резьбы - 5,08 мм.

Соединение труб ОТТГ и ТБО характеризуются высокой герметичностью за счет наличия на конусных участках боковой и торцевой уплотнительных поверхностей (рис. 4.2).

Трубы ОГ-1М (рис. 4.3, *a*) выпускаются по ТУ 14-3-7145-78. Они безмуфтовые, не имеют утолщений в местах нарезания резьбы, имеют малую толщину стенки и характеризуются пониженной прочностью. Используются эти трубы при сложной конструкции скважины (малые кольцевые зазоры) для компоновки обсадных колонн небольшой длины (потайные колонны, хвостовики).

Резьба этих труб трапециидальная с углами скоса трапеции 3° и 30° , высота профиля 1,4 мм, шаг – 5,08 мм.

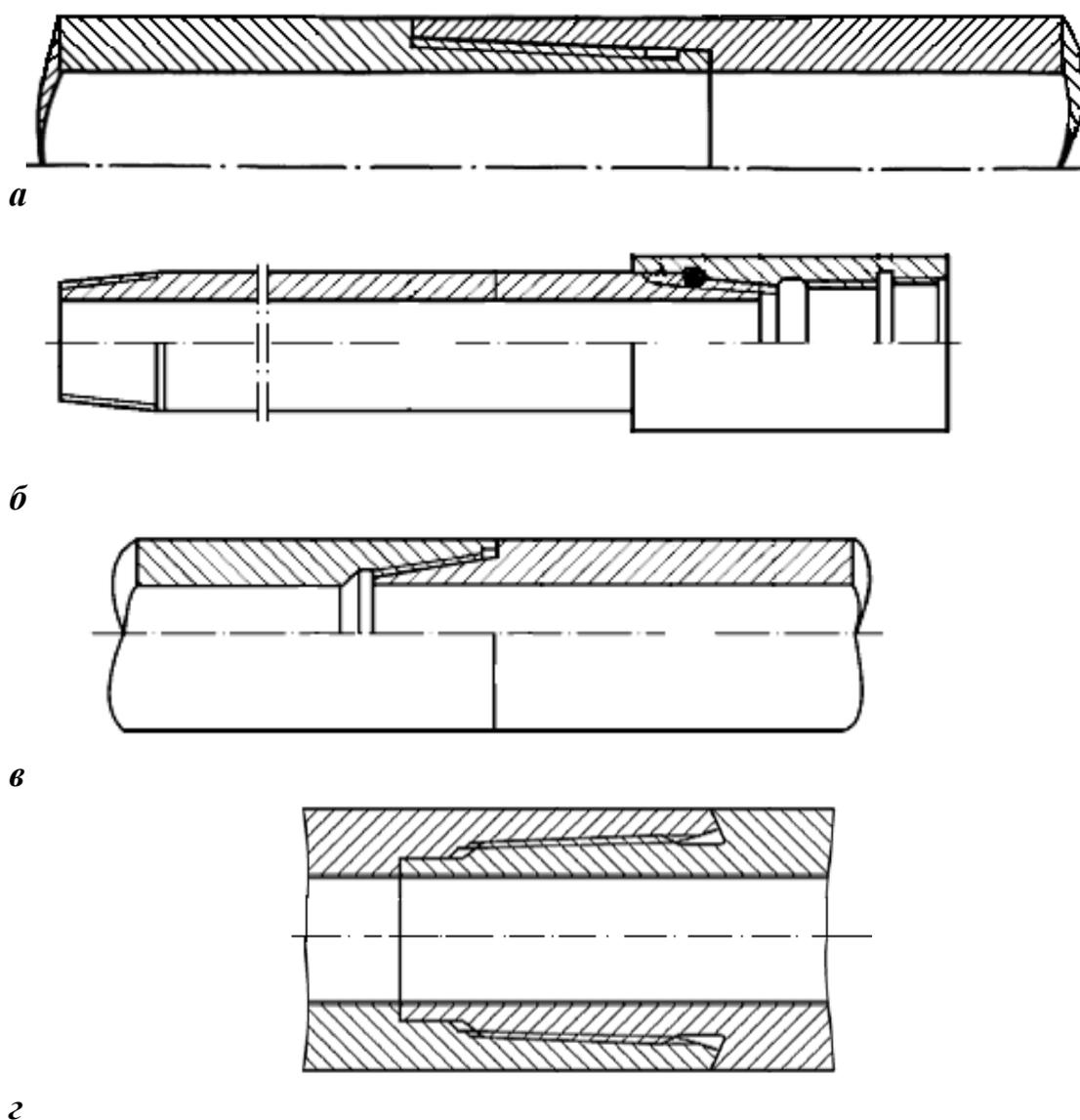


Рис. 4.3. Конструкции обсадных труб, выпускаемых по ТУ:

a – трубы ОГ-1М; *б* – трубы ОТТМ с узлом уплотнения из полимерного материала; *в* – высокопрочные толстостенные безмуфтовые трубы с резьбой типа ОТТМ; *г* – безмуфтовые обсадные трубы СТГ.

Отличительной особенностью обсадных труб ОТТМ (ТУ 14-157-11-98) с узлом уплотнения из полимерного материала (рис. 4.3, б) является наличие в муфтах специальных проточек для размещения уплотнительных колец. Размеры и местоположение проточек обеспечивает неизменность эксплуатационных характеристик труб и высокую герметичность соединений.

Высокопрочные толстостенные безмуфтовые трубы с резьбой типа ОТТМ (ТУ 39-0147016-28-92), изображенные на рис. 4.3, в предназначены для крепления скважин с высоким внешним сминающим давлением. В конструкции соединения имеется уплотнение на торцах труб, что обеспечивает их повышенную герметичность.

Обсадные трубы с резьбовыми соединениями типа СТТ (рис. 4.3, з) по ТУ 14-157-61-99 являются безмуфтовыми с неизменным диаметром в местах соединений. Для улучшения эксплуатационных характеристик в соединении СТТ используются дополнительные конические поверхности (торцы скошены под углом 150°), которые при посадке с натягом уплотняют соединение и придают ему большую жесткость.

С другими конструкциями обсадных труб можно ознакомиться в справочниках [10, 26].

По требованию заказчика трубы могут окрашиваться.

Профиль резьбовых соединений обсадных труб показан на рис. 4.4.

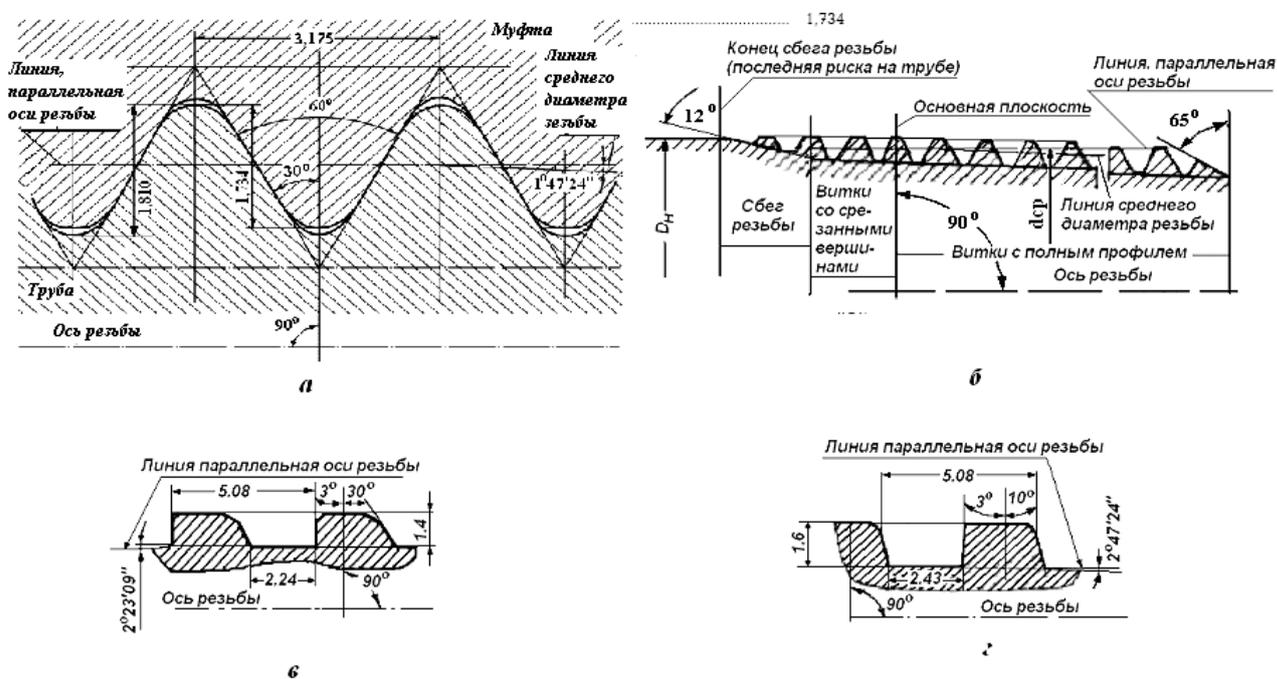


Рис. 4.4. Виды резьбы обсадных труб:

а – резьба треугольного профиля; **б** - нарезка резьбы треугольного профиля на конец трубы; **в** - резьба трапецидального профиля труб ОТТМ, ОТТГ, ТБО; **з** - резьба трапецидального профиля труб ОГ-1М.

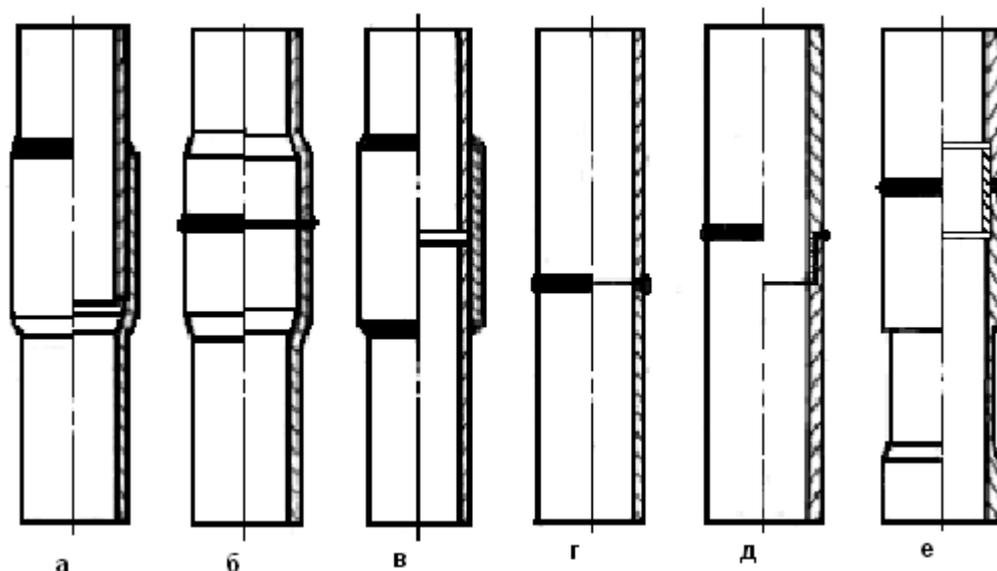


Рис. 4.5. Конструкции сварных соединений обсадных труб

Типы сварных соединений обсадных труб приведены на рис. 4.5.

Обсадные трубы для сборки сварных колонн изготавливают из легкосвариваемых материалов - углеродистой стали группы прочности «Д» и легированной стали 20ХГС.

Сварка труб при спуске обсадной колонны производится с использованием специальных сварочных автоматов и полуавтоматов.

В последнее время есть определенный опыт использования стеклопластиковых и дюралюминиевых обсадных труб.

Стеклопластиковые обсадные трубы включают в компоновку стальной обсадной колонны для перекрытия интервалов, которые планируется исследовать геофизическими методами после крепления скважины, а так же продуктивные пласты.

Алюминиевые обсадные трубы (сплав Д 16Т) соединяются стальными муфтами с треугольной резьбой. Они не нашли широкого применения из-за их относительно низкой прочности и недостаточной устойчивости в щелочных средах при контакте с цементными растворами.

4.2. Прочностные характеристики обсадных труб.

Сопротивляемость обсадных труб растяжению характеризуется предельной нагрузкой, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести:

$$Q_P = \sigma_T \cdot F_{TP}$$

Сопротивляемость сварных соединений обсадных труб характеризуется нагрузкой, которую выдерживают сварные швы:

$$Q_P = k_{Ш} \cdot \sigma_T \cdot F_{TP} ,$$

где $k_{Ш}$ - коэффициент сварного шва, $k_{Ш} = 0,7 \div 1,3$.

Сопrotивляемость растяжению резьбового соединения с треугольной резьбой характеризуется страгивающей нагрузкой, рассчитываемой по формуле Ф.И. Яковлева - П.П. Шумилова:

$$Q_{СТР} = \frac{\pi D_{CP} b \sigma_T 10^{-3}}{1 + h_1 + \frac{D_{CP}}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}$$

Сопrotивляемость растяжению резьбового соединения с трапециидальной резьбой характеризуется нагрузкой, при которой происходит расстройство резьбового соединения (вырыв):

$$Q_{ВЫР} = \pi \left(\delta - \frac{h_1}{2} \right) \left[\sigma_T d_C + \frac{\Delta E_1}{\mu_1} - \frac{2h_2 E_1}{\mu_1 - \frac{d_C}{2l} \operatorname{tg}(\varphi - \beta)} \right]$$

Сопrotивляемость обсадных труб наружному избыточному давлению характеризуется величиной сминающего давления, рассчитываемой по формуле Г.М. Саркисова:

$$P_{СМ} = 1,1 k_{\min} \left\{ \sigma_P + Ek_0^2 \rho \left(1 + \frac{3l}{2\rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_P + Ek_0^2 \rho \left(1 + \frac{3l}{2\rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4Ek_0^2 \rho \sigma_P} \right\}$$

Сопrotивляемость обсадных труб избыточному внутреннему давлению (разрыву) характеризуется критическим внутренним давлением, рассчитанным по формуле Барлоу:

$$P_{КР} = 2\sigma_T \frac{\delta}{d_H} = 1,75 \sigma_T \frac{\delta_{НОМ}}{d_H}$$

В приведенных выражениях приняты следующие обозначения:

σ_T - предел текучести материала труб;

σ_P - временное сопротивление разрыву материала труб;

$F_{ТР}$ - площадь тела трубы;

$k_{Ш}$ - коэффициент сварного шва;

D_{CP} - средний диаметр сечения трубы в основной плоскости ($D_{CP} = D_H - 2h_1 - \delta_H$);

D_H - наружный диаметр трубы;

d_C - средний диаметр тела трубы ($d_C = D_H - (\delta - h_1/2)$);

b - толщина стенки трубы по впадине первого витка в основной плоскости;

δ_H - номинальная толщина стенки трубы;

h_1 - высота профиля резьбы;

h_2 - рабочая высота профиля (контакта муфты с трубой);

l - рабочая длина резьбы (с полным профилем);

φ - угол трения, зависит от смазки. При расчете страгивающей нагрузки для резьбы с треугольным профилем принимается равным 7^0 , при расчете вырывающей нагрузки для труб с трапециидальной резьбой - 11^0 ;

α - угол наклона боковой поверхности витка резьбы треугольного

профиля к оси трубы ($\alpha = 62,5^\circ$);

β - минимальный угол наклона стороны профиля трапециидальной резьбы ($\beta = 3^\circ$);

Δ - диаметральный натяг свинчиваемого соединения (диаметральная деформация муфты и деформация трубы);

E - модуль упругости материала труб (модуль Юнга);

E_1 - модуль упругости в области упрочнения;

μ_1 - коэффициент Пуассона в области пластических деформаций ($\mu_1 = 0,5$);

k_{\min} - минимальный коэффициент стенности, ($k_{\min} = \delta_{\min}/D_H$);

k_0 - средний коэффициент стенности ($k_0 = \delta_0/D_H$);

ρ - отношение средней толщины стенки к минимальной ($\rho = \delta_0/\delta_{\min}$) для разностенного сечения;

δ_{\min} и δ_0 - соответственно минимальная и средняя толщина стенки разностенного сечения трубы $\delta_0 = (\delta_{\max} + \delta_{\min})/2$;

(В соответствии с ГОСТ 632-80 допускается снижение толщины стенки от номинального сечения до 12,5%, т.е. $\delta_{\min} = 0,875 \delta_H$);

e - овальность трубы, $e = 2(D_{H\max} - D_{H\min}) / (D_{H\max} + D_{H\min})$;

$D_{H\max}$ и $D_{H\min}$ - соответственно максимальный и минимальный наружный диаметр сечения овальной трубы.

4.3. Условия работы обсадных колонн

На различных этапах строительства и эксплуатации скважины обсадные колонны испытывают различные по характеру и величине нагрузки.

В процессе спуска обсадной колонны в скважину в осевом направлении на нее действуют сжимающие, растягивающие нагрузки, силы инерции. В радиальном направлении - избыточные наружные давления от столба бурового раствора (при спуске колонны с закрытым обратным клапаном). Кроме того, при прохождении искривленных участков в теле труб возникают изгибающие напряжения.

В период цементирования колонны на нее кроме растягивающих и сжимающих нагрузок большое воздействие оказывают изменяющиеся гидростатические давления столба бурового и цементного растворов и гидродинамическое давление, обусловленное движением жидкостей с большой скоростью, посадкой разделительных пробок на «стоп» кольцо.

При испытании обсадных колонн на герметичность колонна испытывает значительное избыточное внутреннее давление.

При обвязке устья скважины после ОЗЦ производят натяжку обсадных колонн сверх собственного веса незацементированной части для предотвращения последующих температурных деформаций (если колонна цементируется не до устья).

В процессе вторичного вскрытия и освоения на эксплуатационную колонну воздействуют ударные нагрузки со стороны перфораторов, избыточные наружные давления при создании депрессии на продуктивный пласт.

В процессе работы скважины в зависимости от ее назначения и этапа эксплуатации на эксплуатационную колонну воздействуют избыточные наружные и внутренние давления, агрессивное воздействие продукции скважины, рабочих агентов и пластовых вод.

Кроме того, на стадии строительства скважин кондукторы и технические колонны подвержены механическому износу при дальнейшем бурении, особенно при роторном способе бурения. Особенно значительному износу подвергаются концевые участки колонн.

Все эти нагрузки и воздействия обсадные колонны должны выдерживать с необходимыми запасами прочности. Это обеспечивается соответствующей компоновкой колонны по результатам расчета с учетом максимальных нагрузок, действующих на различных этапах работы колонны с использованием нормативных коэффициентов запаса прочности.

Кроме того, принимаются меры по обеспечению сохранности и предотвращению износа буровых колонн. К этим мерам можно отнести следующие.

Для предотвращения износа кондукторов и промежуточных колонн при дальнейшем бурении рекомендуется на бурильные трубы надевать предохранительные кольца (резиновые или из мягкого металла). В конструкции скважин может быть предусмотрена возможность поворота незацементированной части таких колонн или их замена (извлечение). Иногда для предотвращения износа кондуктора или технической колонны в них спускают временные предохранительные колонны, которые перед спуском последующей обсадной колонны извлекают из скважины.

В период перфорации эксплуатационных колонн стреляющими и кумулятивными перфораторами в последнее время используют компенсаторы давлений (один или два), которые снижают импульсы давлений и уменьшают вероятность разрушения обсадной колонны и цементного камня (растрескивание) в период перфорации.

При эксплуатации скважин обсадные колонны от коррозии защищают электро-химическим способом - анодным (подают на колонну отрицательный заряд от источника постоянного тока).

Для обеспечения нормальной работы скважин обсадные колонны должны быть высокогерметичными. Герметичность колонны определяется герметичностью обсадных труб и их соединений.

Герметичность труб контролируется как на выходе с завода, так и перед спуском в скважину. Для этого трубы опрессовывают водой в течение времени не менее 30 сек. Минимальное давление опрессовки должно быть на 5% больше опрессовочного давления соответствующей обсадной колонны.

Максимальное давление опрессовки труб не должно создавать напряжение в теле трубы более 60% от предела текучести материала для труб диаметром более 273 мм и 80% для труб диаметром до 273 мм.

Для компоновки обсадных колонн в газовых и нагнетательных скважинах более предпочтительно использовать трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями. (ОТТГ, ТБО, ОГ-1) или сварные колонны. В конструкции соединений этих труб предусмотрены уплотнительные боковая и

торцевая поверхности (рис. 4.2; 4.3).

Герметичность соединений обсадных труб с треугольной резьбой и типа ОТТМ может быть повышена использованием специальных смазок или напылением мягкого металла на поверхность резьбы.

Смазки для резьбовых соединений обсадных труб выпускают на жировой основе типов Р2 (для низкотемпературных скважин), Р402 (для высокотемпературных скважин) и на клеящей (эпоксидной) основе типа УС-1.

Для повышения герметичности резьбовых соединений может использоваться лента ФУМ.

Для напыления на поверхность резьбы используют свинец, цинк, алюминий. Толщина слоя мягкого металла составляет $0,2 \div 0,5$ мм.

4.4. Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных колонн производят по максимальным значениям наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок (при бурении, опробовании, эксплуатации, ремонте скважин), при этом учитывают раздельное и совместное их действие.

Расчет обсадных колонн осуществляется с учетом условий строительства скважины: значений горного и пластового давлений и интервалов их действия, давления гидроразрыва пласта и давления на устье скважины при закрытом противовыбросовом оборудовании (ПВО), снижения уровня жидкости в скважине и плотности бурового раствора при нефте-газо-водопроявлениях.

В результате расчета определяют конструкцию обсадной колонны (типоразмер труб по секциям и их длины).

Расчет эксплуатационных обсадных колонн для нефтегазовых скважин производится для следующих видов нагрузок:

- расчет на избыточные наружные (сминающие) давления;
- расчет на растяжение (страгивание);
- расчет на избыточное внутреннее давление (разрыв).

Расчет эксплуатационной колонны на избыточные наружные (сминающие) давления проводят в проектировочном виде. При этом учитывают максимальные сминающие давления, возникающие в процессе строительства и работы скважины:

- в момент окончания процесса цементирования;
- в момент снижения уровня жидкости в колонне при освоении скважины или при испытании её на герметичность в один прием без пакера;
- при окончании эксплуатации скважины.

Избыточное наружное давление ($P_{ни}$) в общем случае определяют как разность между наружным (P_n) и внутренним (P_v) давлением:

$$P_{ни} = P_n - P_v,$$

При этом наружное и внутреннее давления определяются для одного и того же момента времени для одной и той же глубины.

В соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн...» [14] при

расчете наружных давлений следует учитывать следующие положения.

В момент окончания процесса цементирования наружное давление рассчитывается по плотности растворов, находящихся в затрубном пространстве.

В момент снижения уровня жидкости в колонне при освоении скважины или при испытании её на герметичность наружное давление при испытании колонн на герметичность, освоении скважины рассчитывается следующим образом:

- в пределах незацементированного кольцевого пространства - по плотности бурового раствора и буферной жидкости;

- в пределах зацементированного участка предыдущей колонны - по плотности жидкости, заполняющей поры цементного камня (пластовая вода), но не менее $1,1 \cdot 10^3$ кг/м³;

- на участке ствола скважины ниже башмака предыдущей колонны - по плотности жидкости, заполняющей поры цементного камня (пластовой воды плотностью не ниже $1,1 \cdot 10^3$ кг/м³), если эквиваленты градиентов пластовых давлений в флюидосодержащих горизонтах $\alpha_{пл} < 1,1$, и когда отсутствуют пласты, склонные к пластической деформации;

- в интервалах флюидосодержащих горизонтов (± 50 м) с повышенным эквивалентом градиента пластового давления ($\alpha_{пл} > 1,1$) наружное давление принимается равным пластовому;

- в интервалах залегания пород, склонных к пластическому течению (± 50 м) наружное давление принимается равным горному;

В конце эксплуатации нефтяной скважины обычно пластовое давление в продуктивном пласте становится ниже гидростатического, поэтому наружное давление рассчитывают также по плотности жидкости, заполняющей поры цементного камня.

В проектных расчетах глубину снижения уровня жидкости в колонне при различных операциях можно принимать согласно действующим нормативным документам (табл. 4.1).

Таблица 4.1.

Глубина снижения уровней жидкости в скважинах

Глубина скважины, м	Менее 500	500 - 1000	1000 - 1500	1500 - 2000	Более 2000
Наименьшая глубина снижения уровня при испытании на герметичность, м	400	500	650	800	1000
Наименьшая глубина снижения уровня при освоении, м	350	450	600	750	950
При окончании эксплуатации уровень опорожнения колонны не должен превышать 2/3 глубины скважины					

В конце эксплуатации газовой скважины наружное давление для эксплуатационной колонны рассчитывается с учетом того, что величина пластового давления равна минимальному ($P_{пл} = P_{пл\ min}$), при этом давление на устье не равно нулю.

При секционном спуске эксплуатационной колонны, ее нижние секции а также хвостовик рассчитываются на избыточные наружные давления как самостоятельные колонны для момента окончания цементирования и конца эксплуатации.

Кондуктор и промежуточная колонна рассчитываются на избыточное наружное давление (смятие) для момента окончания цементирования и снижения уровня жидкости при поглощении бурового раствора в процессе бурения под следующую обсадную колонну.

Для первых 2 - 3 разведочных скважин на площади (при отсутствии достоверных исходных данных) можно брать опорожнение колонны при поглощениях бурового раствора до 30 - 40%, т.е. принимать $H_y = 0,3... 0,4 L$.

При расчете давлений в наклонно-направленных скважинах все глубины берутся во вертикали. При общем удлинении колонны (разнице длины ствола и глубины скважины) не более чем на 50 м допускается расчет давлений производить так же, как для вертикальных скважин.

По результатам расчетов в выбранном масштабе строят эпюры сминающих давлений (рис. 4.6) для моментов окончания цементирования (ABC), освоения или испытания на герметичность снижением уровня жидкости в колонне (ADEF) и для окончания эксплуатации (ADEGJ).

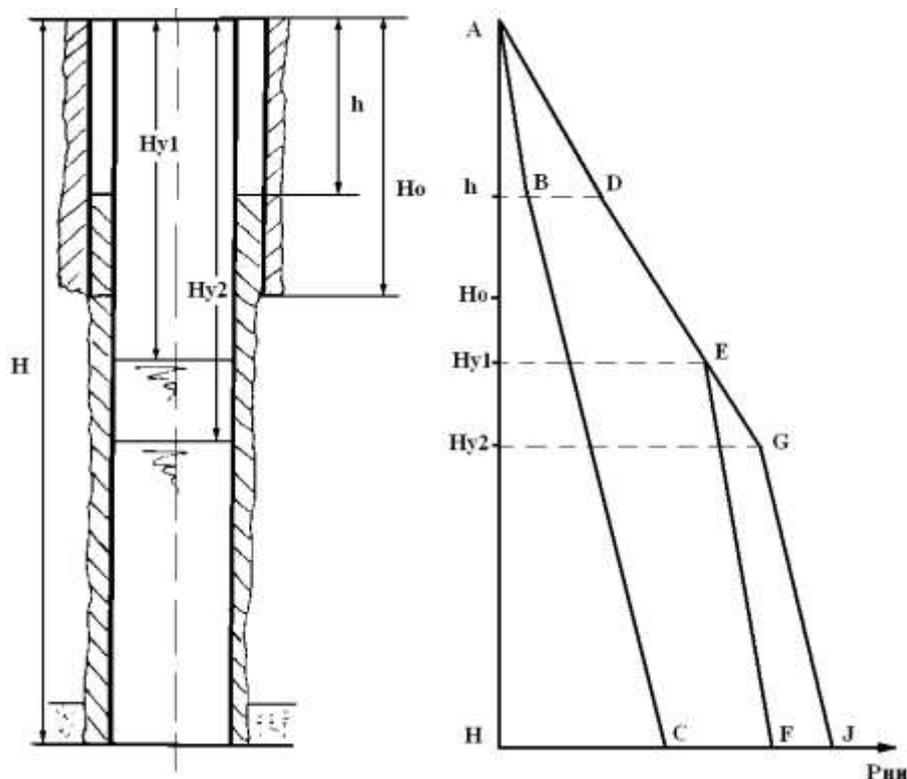


Рис.4.6. Эпюры избыточных наружных (сминающих) давлений на обсадную колонну

ABC – эпюра давлений на момент окончания цементирования;

ADEF – эпюра давлений при испытании колонны снижением уровня;

ADEGJ – эпюра давлений для конца эксплуатации скважины.

Коэффициент запаса прочности при расчете на смятие $[n_{см}]$ в вертикальных скважинах принимается равным 1,0-1,3 для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта в зависимости от устойчивости коллектора. Зона эксплуатационного объекта включает в себя толщину (мощность) пласта, увеличенную на 100 м (по 50 м выше кровли и ниже подошвы пласта). Для остальных интервалов коэффициент запаса прочности на смятие принимается равным 1,0 [14].

Коэффициент запаса прочности на избыточное наружное давление (смятие) для искривленных и горизонтальных участков принимается равным [14]:

- для секций, находящихся в вертикальном и скривленном участках с интенсивностью искривления до 3,0 град/10 м - 1,0;
- для секций, находящихся в вертикальном и скривленном участках с интенсивностью искривления от 3,0 до 5,0 град/10 м - 1,05;
- для секций, находящихся в вертикальном и скривленном участках с интенсивностью искривления от 5,0 до 10,0 град/10 м - 1,10.
- для секций, находящихся в пределах горизонтального участка - 1,3 - 1,5 (в зависимости от устойчивости коллектора);

При выборе компоновки обсадной колонны должно выполняться условие:

$$P'_{см} > [n_{см}]P_{ниж},$$

$$P'_{см} = P_{см}(1 - 0,3Q_P / Q_T),$$

где: $P'_{см}$ – сминающее давление с учетом растягивающей нагрузки;

$P_{см}$ – сминающее давление без учета растягивающей нагрузки

(рассчитывается по формуле Г.М. Саркисова);

Q_P – растягивающая нагрузка на рассматриваемую секцию труб (вес нижележащих секций без учета коэффициента облегчения

$$Q_P = \sum q_i \cdot l_i);$$

Q_T - растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле труб становится равным пределу текучести

Компоновку, выбранную из расчета на избыточное наружное давление, необходимо проверить на осевые растягивающие нагрузки. Для этого последовательно (снизу вверх) для верха каждой секции рассчитывают коэффициент запаса прочности на растягивание (для труб с треугольной резьбой):

$$n_{СТР} = Q_{СТР} / \sum q_i \cdot l_i \geq [n_{СТР}]$$

Здесь за $q_i \cdot l_i$ берется суммарный вес рассчитываемой и нижележащих секции обсадной колонны в воздухе.

Страгивающая нагрузка для труб, соединяемых треугольной резьбой ($Q_{СТР}$), рассчитывается по формуле Яковлева – Шумилова.

Значения нормативного коэффициента запаса прочности на страгивание для труб с треугольной резьбой - $[n_{СТР}]$ приведены в таблице (для вертикальных скважин).

На растяжение (страгивание) хвостовик или нижняя секция эксплуатационной колонны рассчитывается как самостоятельная колонна, спускаемая на колонне бурильных труб. При этом колонна бурильных труб также должна быть рассчитана на растяжение.

Для труб с трапецеидальной резьбой (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и др.) условие прочности обсадной колонны на растяжение запишется в виде:

$$[Q_P] \geq Q_P = \sum q_i \cdot l_i,$$

где $[Q_P]$ - допускаемая растягивающая нагрузка на обсадные трубы с учетом коэффициентами запаса прочности 1,75 – 1,80.

Таблица 4.2.

Значения коэффициента запаса прочности на страгивание 14] (для труб с треугольной резьбой)

Диаметр труб, мм	Длина колонны, м	$[n_{СТР}]$
114...168	до 3000	1,15
	более 3000	1,30
178...245	до 1500	1,30
	более 1500	1,45
273...324	до 1500	1,45
	более 1500	1,60
Больше 324	до 1500	1,60
	более 1500	1,75

Если при проверке для очередной секции обсадной колонны условие прочности на растяжение (страгивание) не выполняется, то длину этой секции ограничивают:

- для труб с треугольной резьбой:

$$L_i = [(Q_{СТР}/[n_{СТР}] - \sum Q_i') / q_i,$$

□ для труб с трапецеидальной резьбой (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и др.):

$$L_i = ([Q_P] - \sum Q_i') / q_i,$$

где: $\sum Q_i'$ - вес нижележащих секций (без учета рассчитываемой).

Следующие (вышележащие) секции должны быть более прочными и их длины подбираются из расчета на страгивание (растяжение) по выше приведенным формулам.

При расчетах колонны на растяжение (страгивание) на искривленных участках используют повышенные коэффициенты запаса прочности - $[n'_{СТР}]$.

Для соединений труб с треугольной резьбой:

$$[n'_{СТР}] = \frac{[n_{СТР}]}{1 - [n_{СТР}]\lambda_1(\alpha_{10} - 0,5)},$$

где $[n_{СТР}]$ - коэффициент запаса прочности на страгивание для вертикального ствола скважины (табл.);

λ_1 - коэффициент, учитывающий влияние размеров соединения и его прочностные характеристики;

α_{10} - интенсивность искривления ствола скважины, °/10 м.

Минимальные значения коэффициентов запаса прочности на страгивание $[n'_{СТР}]$ для труб с треугольной резьбой по ГОСТ 632 – 80 приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3.

Минимальные значения коэффициентов запаса прочности на страгивание для наклонно-направленных скважин [14]

Диаметр обсадных труб, мм	Минимальное значение $[n'_{СТР}]$ при $\alpha_{10} = 0,5$ °/10 м
114 - 168	1,30
178 - 245	1,45
273 - 324	1,60
Более 324	1,75

При расчете обсадных колонн, составленных из труб с резьбой трапецеидального профиля и нормальными диаметрами муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО т др.) и импортных труб с аналогичными соединениями, руководствуются следующими положениями [14]:

- при интенсивности искривления скважин до 5°/100 м для труб диаметром до 168 мм и до 3°/100 м для труб диаметром выше 168 мм расчет на прочность соединений при растяжении производят так же, как и для вертикальных скважин без учета изгиба;

- при интенсивности искривления от 3 до 5°/100 м для труб диаметром выше 168 мм допускаемая нагрузка на соединение при растяжении уменьшается на 10 %.

Коэффициент запаса прочности на растяжение для гладкого тела трубы на изогнутом участке ствола определяют по формуле:

$$[n'_p] = \frac{[n_p]}{1 - [n_p]\lambda_2(\alpha_{10} - 0,5)},$$

где: $[n_p]$ - коэффициент запаса прочности на растяжение для вертикальной скважины ($[n_p] = 1,25$);

Расчет обсадной колонны на избыточное внутреннее давление проводят, как правило, для момента ее испытания гидравлической опрессовкой в один прием без пакера.

Избыточное внутреннее давление в общем случае определится как разность между внутренним и наружным давлением для одного и того же момента времени:

$$P_{\text{виз}} = P_{\text{вз}} - P_{\text{нз}},$$

где: $P_{\text{вз}}$ и $P_{\text{нз}}$ – внутреннее и наружное давления при испытании колонны на герметичность на соответствующей глубине (Z).

Давление на устье при опрессовке колонны должно минимум на 10% превышать ожидаемое рабочее давление (P_y), и должно быть не ниже установленного минимального опрессовочного давления для данного диаметра обсадной колонны ($P_{\text{ОПР min}}$) [14]:

$$\begin{aligned} P_{\text{ОПР}} &\geq 1,1P_y \\ P_{\text{ОПР}} &\geq P_{\text{ОПР min}} \end{aligned}$$

Значения $P_{\text{ОПР min}}$ приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4.

Значения минимальных опрессовочных давлений ($P_{\text{ОПР min}}$) для обсадных колонн при проверке их герметичности [14]

Наружный диаметр колонны, мм	Значение минимального опрессовочного давления на устье, МПа
114 - 127	15,0
140 - 146	12,5
168	11,5
178 - 194	9,5
219 - 245	9,0
273 - 351	7,5
377 - 508	6,5

Давление на устье при работе нефтяной скважины:

$$P_y = P_{\text{пл}} - 10^{-6} g \rho_{\text{н}} H_{\text{пл}}$$

Давление на устье при работе газовой скважины:

$$P_y = P_{\text{пл}} / e^S,$$

где:

$$e^S = (2 + S)(2 - S),$$

$$S = \frac{0,034 \rho_r H_{\text{пл}}}{\beta_{\text{сж}} T_{\text{ср}}}$$

Относительная плотность газа по воздуху (ρ_r) для первых 2 - 3 разведочных скважин принимается равной 0,6.

Коэффициент сжимаемости газа ($\beta_{\text{сж}}$) зависит от его состава и может находиться в пределах 0,80 – 1,40.

При глубине газового пласта до 1000 м и $P_{\text{пл}} \leq 10$ МПа, а также при $P_{\text{пл}} \leq 4$ МПа и любой глубине залегания пласта допускается считать, что внутреннее давление по всей глубине скважины равно пластовому.

Коэффициенты запаса прочности при расчете обсадных колонн на внутреннее давление для вертикальных и наклонно-направленных скважин принимается одинаковыми и зависят от диаметра и типа исполнения обсадных труб (табл. 4.5).

Таблица 4.5.

Значения коэффициентов запаса прочности для обсадных колонн при расчете на избыточные внутренние давления [14]

Диаметр труб, мм	Коэффициент запаса прочности на внутреннее давление [$n_{\text{вн}}$]	
	Обсадные трубы по исполнению Б	Обсадные трубы по исполнению А
114 - 219	1,15	1,15
Свыше 219	1,45	1,15

По полученным значениям избыточных внутренних давлений в принятом масштабе строят эпюру (рис. 4.7).

Выбранную из расчета на смятие и растяжение (страгивание) компоновку обсадной колонны проверяют на внутреннее избыточное давление. Для верха каждой секции определяют фактическое значение коэффициента запаса прочности ($n_{\text{вн}}$) и сравнивают его с нормативным (табл.).

$$n_{\text{внз}} = P_{\text{крз}} / P_{\text{виз}} > [n_{\text{вн}}]$$

Значения критических внутренних давлений для обсадных труб рассчитывают по формуле Барлоу.

Если условие прочности колонны на избыточное внутреннее давление

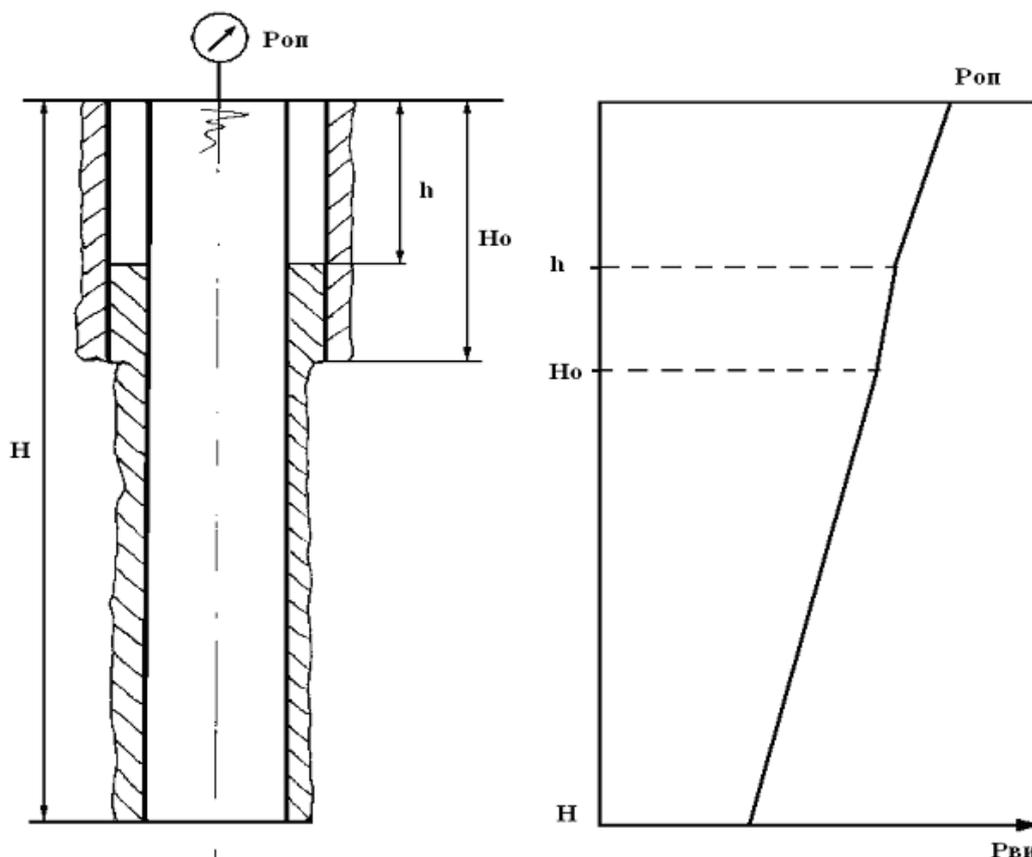


Рис. 4.7. Эпюра избыточных внутренних давлений для момента опрессовки обсадной колонны

соблюдается, то выбранные трубы оставляют для компоновки соответствующей секции. В противном случае слабые секции упрочняют за счет увеличения толщины стенки или группы прочности материала труб.

4.5. Подготовка скважин к спуску обсадной колонны

После последнего долбления проводят тщательную промывку ствола скважины. Подъем буровой колонны проводят с контрольным замером ее длины.

После проведения заключительного комплекса геофизических исследований ствол скважины готовят к спуску обсадной колонны. Для этого ствол скважины проверяют на возможность поглощения бурового и тампонажного растворов в процессе цементирования. Гидродинамические исследования проводят методом опрессовки ствола в целом или поинтервально с применением буровой колонны и гидромеханического пакера. Давление опрессовки выбирается таким, чтобы были созданы условия, соответствующие максимальным давлениям в конце цементирования колонны при выбранном способе его осуществления. При проведении прямого одноступенчатого способа цементирования давление опрессовки ствола скважины можно рассчитать из следующего выражения:

$$P_{\text{опр}} = (\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{бр}}) H_{\text{ц}} \lambda g,$$

где $\rho_{\text{ЦР}}$ и $\rho_{\text{БР}}$ - соответственно плотность цементного и бурового растворов;

$H_{\text{Ц}}$ - высота подъема цементного раствора в затрубном пространстве;

λ - коэффициент, учитывающий гидродинамические потери в кольцевом пространстве при цементировании (можно принимать $\lambda = 1,10 \div 1,15$);

g - ускорение свободного падения.

Обычно опрессовочное давление при подготовке ствола скважины средней глубины составляет 5-7 МПа. При создании расчетного давления на устье скважины на установившемся режиме определяют приемистость ствола скважины или исследуемого интервала (Q). По результатам гидродинамических исследований рассчитывают остаточный коэффициент приемистости:

$$k_{\text{П}} = Q/P_{\text{ОПР}}, \text{ м}^3/\text{ч МПа}$$

Принято считать, что при $k_{\text{П}} \leq 0,5 \div 1,0 \text{ м}^3/\text{ч МПа}$ ствол скважины готов к использованию прямого одноступенчатого метода цементирования.

Если $k_{\text{П}} > 1,0 \text{ м}^3/\text{ч МПа}$, то в зависимости от конкретных условий принимают решение о необходимости проведения изоляционных работ или выбирают другие, более безопасные способы цементирования обсадной колонны (см. раздел 6.1).

В условиях наличия в разрезе скважины продуктивных пластов, характеризующихся низкими давлениями ГРП, в некоторых случаях на стадии их первичного вскрытия или на стадии подготовки ствола к спуску обсадной

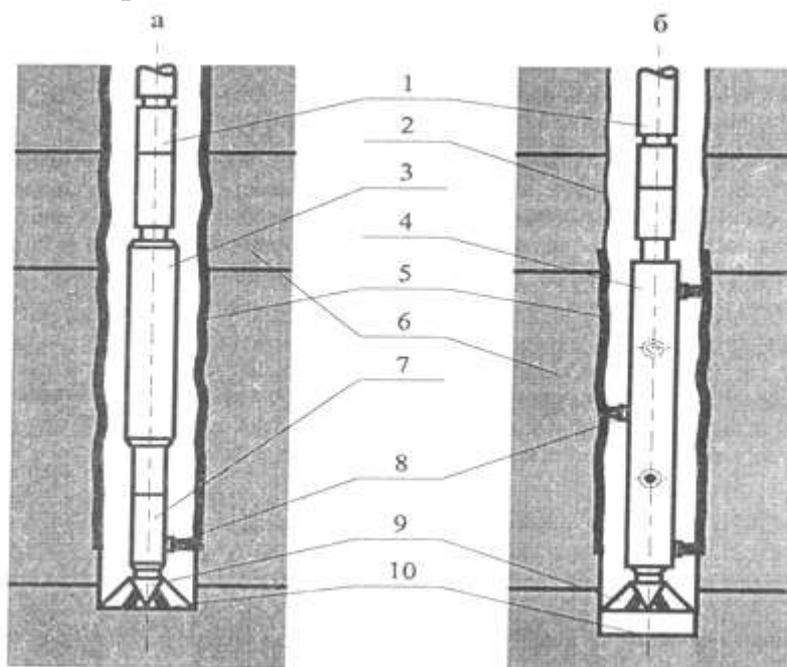


Рис. 4.8. Технологические схемы обработки ствола гидромониторными струями бурового раствора:

а - непрерывная обработка при бурении скважины; **б** - селективная обработка при подготовке ствола к спуску обсадной колонны; 1- УБТ; 2- ствол скважины; 3- низкооборотный забойный двигатель; 4, 7 - кольмататор; 5 - кольматационный слой; 6 - проницаемые пласты; 8 - гидромониторные насадки; 9 - долото; 10 - забой скважины.

колонны проводят укрепление стеной скважины и повышение градиента давления ГРП методом управляемой кольматации или физико-химическими методами с применением высокомолекулярных соединений (ВМС) или других реагентов.

Гидроизоляцию проницаемых пластов методом управляемой кольматации проводят с использованием кольматоров, включаемых в компоновку буровой колонны над долотом (рис. 4.8).

Конструкция кольматоров (рис. 4.9) позволяет направлять струи промывочной жидкости (3 и более) под углом $75 - 90^\circ$ к стенке скважины. Состав твердой фазы раствора подбирают таким образом, чтобы их размер был в основном в пределах от $1/3$ до $1/10$ размера пор коллектора.

В зависимости от прочностных характеристик горных пород скорость струй выбирается в пределах $40 - 120$ м/с. Такая обработка ствола скважины приводит к внедрению частиц твердой фазы в поровое пространство породы на глубину до $1-2$ см. В ПЗП образуются кольматационные экраны, происходит повышение давления ГРП на $15 - 20$ МПа.

Кольматационные экраны в ПЗП предотвращают загрязнение пластов буровым и цементным растворами в процессе цементирования обсадных колонн. При вторичном вскрытии (перфорации) такие экраны легко

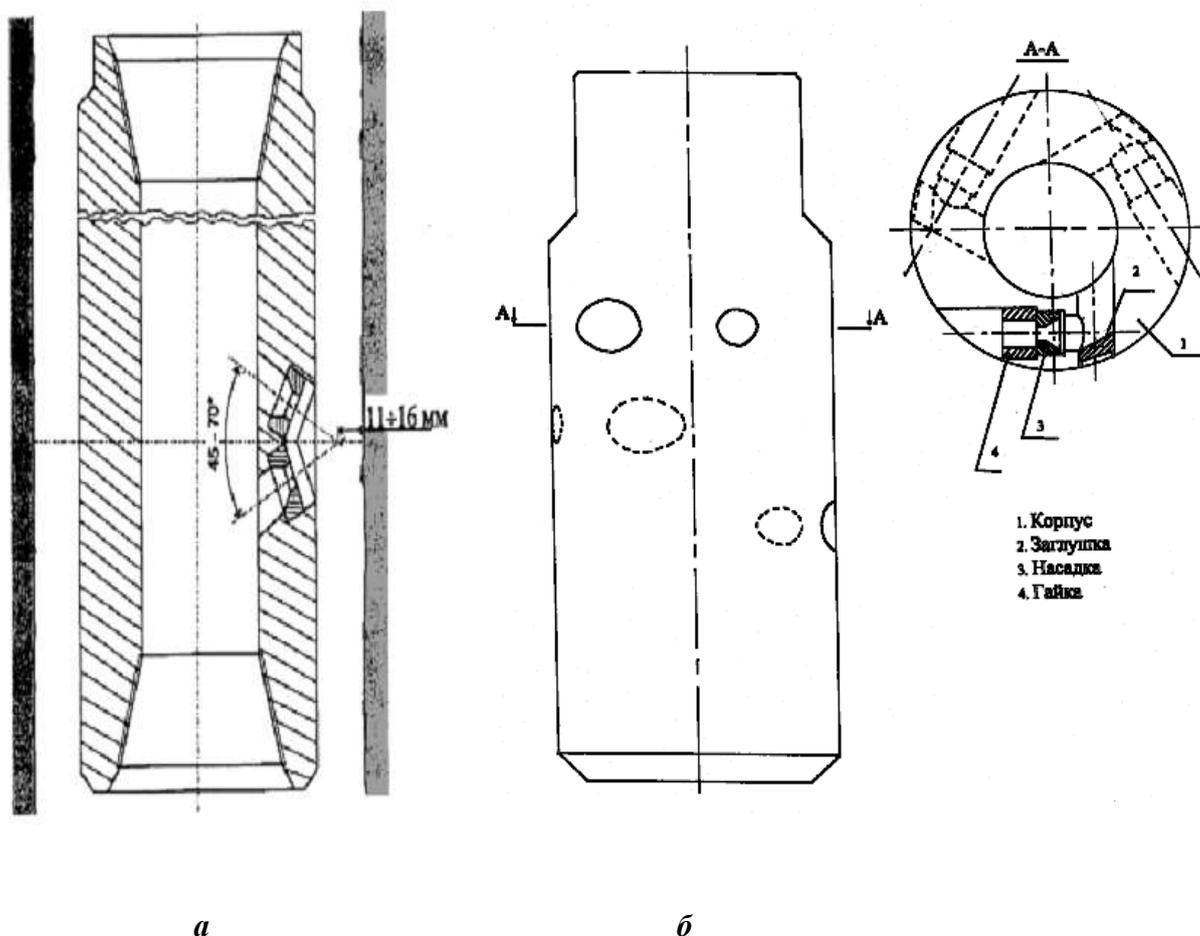


Рис. 4.9. Конструкции кольматоров
a - кольматор конструкции УГНТУ
б - кольматор конструкции ПермНИПИнефть

разрушаются и затруднений в процессе освоения скважины не происходит. Особенностью кольматационного слоя является то, что величина депрессии для его разрушения на порядок меньше репрессии, при которой происходит его формирование. Величина депрессии разрушения слоя составляет 0,5 – 1,5 МПа. В последние годы в практике бурения все больше находят применение высокомолекулярные соединения (ВМС). Полимерные буровые растворы и композиционные составы имеют ряд свойств, характерных для неньютоновских жидкостей.

Макромолекулы ВМС в водной среде способны изменять свои размеры и форму в широких пределах. Размеры макромолекул соответствуют размерам частиц высокодисперсных систем и изменяются от 1 до 80 – 100 нм. В растворе молекулы ВМС имеют форму цепей, клубков, глобул. Проникая в пористую среду ПЗП, макромолекулы могут сшиваться между собой во времени, в результате чего происходит образование геля, который имеет хорошее сцепление со стенками пор и каналов. В результате этого процесса в пристенной части проницаемого пласта образуется гидроизолирующий слой с высокими вязкоупругими и закупоривающимися свойствами, а на стенках скважины – связанная с ним тонкая полимерная пленка. Такая гидроизолирующая система практически исключает гидродинамическое взаимодействие скважины с продуктивным пластом с момента их первичного вскрытия до крепления скважины. При толщине изолирующего экрана 20 – 40 см градиент давления фильтрации через него повышается в 4 и более раз (до 0,020 – 0,025 МПа/м), а коэффициент изоляции достигает 90 – 99 % [17].

Иногда для укрепления ствола скважины используют химическую обработку стенок. Для этой цели могут применяться метасиликаты натрия - МСН. МСН могут вводиться в буровой раствор, в буферную жидкость или в состав ванны, закачиваемой на забойной скважины на период спуска обсадной колонны.

Для обеспечения прохождения обсадной колонны по стволу скважины проводят его проработку и шаблонировку.

Проработка ствола скважины проводится новым полноразмерным долотом со скоростью до 20-40 м/ч с применением той же компоновки бурильной колонны, что и при бурении. Иногда в состав КНБК включают калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, укороченные УБТ. Во избежание забуривания второго ствола в процессе проработки не допускается остановка в подаче долота при его вращении. Особенно тщательно прорабатываются места сужений, осыпей и обвалов стенок скважины.

Шаблонировка ствола скважины проводится с применением бурильной колонны, к низу которой присоединены 2-4 обсадные трубы из компоновки спускаемой обсадной колонны.

После прохождения указанной компоновки по стволу скважины до забоя и обратно без посадок и затяжек считают его готовым к спуску обсадной колонны.

При наличии затяжек и посадок в процессе шаблонирования эти интервалы ствола вновь прорабатываются и проводится повторное шаблонирование.

Конечной операцией подготовки ствола к креплению является промывка и выравнивание свойств промывочной жидкости в установленных ГТН пределах.

4.6. Подготовка обсадных труб к спуску в скважину.

В соответствии с проектным расчетом на буровую завозятся обсадные трубы с 5% запасом по длине. В качестве запасных берут трубы, которые составляют наиболее прочную секцию колонны. При транспортировке труб и погрузочно-разгрузочных работах предпринимают меры, которые предотвращают повреждение резьб и изгиб тела труб. На ниппельную часть резьбы надевают предохранительные колпаки.

Трубы укладываются на козлы рядом с приемными мостками муфтами в сторону буровой в порядке, обратном спуску (в нижние ряды укладываются трубы, необходимые для компоновки верха колонны). Каждая труба промеряется стальной лентой и регистрируется в специальной ведомости. Трубы должны быть опрессованы на базе производственного обслуживания (БПО), о чем должен составляться акт, который доставляется на буровую вместе с трубами. Если трубы предварительно не опрессованы, то эту работу выполняют на буровой с использованием ЦА.

На БПО должны быть проверены по размеру и по натягу резьбы и уплотнительные поверхности. Шаблонировка труб по внутреннему диаметру осуществляется при сборке обсадной колонны с использованием двойного жесткого шаблона с диаметром, который на 2-3 мм меньше внутреннего диаметра трубы.

Не прошедшие гидравлического испытания и шаблонировки трубы бракуются и заменяются резервными.

4.7. Технологическая оснастка обсадных колонн.

К технологической оснастке обсадных колонн относят набор устройств, которыми оснащают колонну для обеспечения ее спуска и качественного цементирования в соответствии с принятым методом.

Каждый элемент технологической оснастки выполняет свои функции и подвергается различным нагрузкам как в процессе спуска обсадной колонны, так и при ее цементировании.

Низ колонны оборудуется башмаком с направляющей пробкой. Башмак представляет из себя толстостенный патрубок длиной 0,5-0,8 м и предназначен для предотвращения смятия низа колонны при случайных ее посадках на уступы, каверны и забой скважины. Направляющая пробка крепится к низу башмака и предназначена для направления колонны при ее спуске по стволу скважины (рис. 4.10) Этому способствует ее закругленная или заостренная форма.

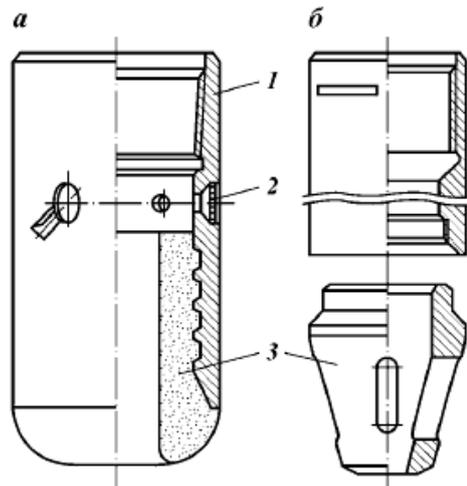


Рис. 4.10. Башмак с направляющей пробкой:
 а – тип БК с бетонной пробкой; б – тип БП с чугунной пробкой; 1 – корпус; 2 – заглушка; 3- направляющая пробка.

Изготавливают направляющие пробки из легко разрушаемого материала - чугуна или бетона. В пробке имеется центральное отверстие для выхода бурового и цементного растворов.

Над башмаком, в первом или втором стыке обсадных труб устанавливают один или два обратных клапана, которые предназначены для предотвращения поступления цементного раствора в обсадную колонну после окончательного его продавливания в затрубное пространство в процессе цементирования колонны.

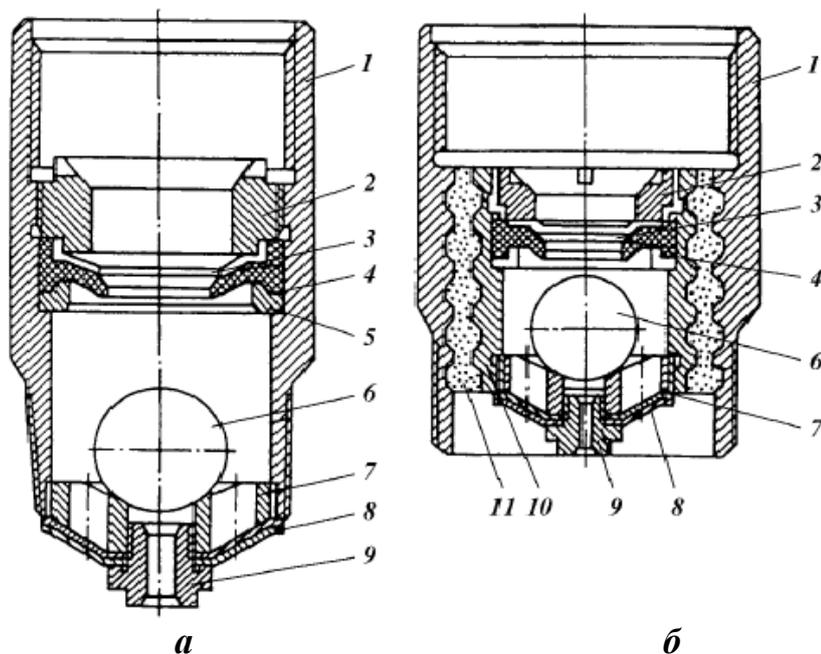


Рис. 4.11. Обратные клапаны ЦКОД-1 (а) и ЦКОД-2 (б):
 1 – корпус; 2 – нажимная гайка; 3 – набор разрезных шайб; 4 – резиновый уплотнитель; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиновая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска.

По конструкции обратные клапаны бывают тарельчатые, шаровые и дифференциальные (дрессельные) типа ЦКОД. При обратном способе цементирования используют управляемые тарельчатые обратные клапаны.

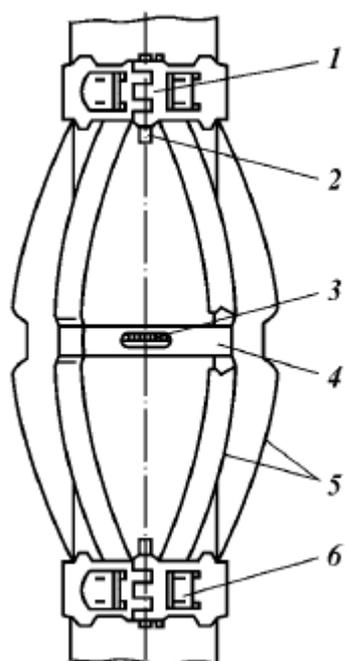
Обратный клапан ЦКОД (рис. 4.11) спускается в составе компоновки обсадной колонны без запорного элемента (шара) для обеспечения самозаполнения колонны буровым раствором. После спуска колонны в нее сбрасывается шар, который продавливается в обратный клапан через разрезные шайбы и резиновый уплотнительный элемент.

Диаметр дресселя клапана рассчитывается, исходя из условия предотвращения гидроразрыва пластов при спуске обсадной колонны. Обратный клапан ЦКОД выполняет роль кольца «стоп», т.к. на него садятся разделительные пробки в процессе цементирования колонны. Внутренние детали обратных клапанов выполняют из легкоразбуриваемых материалов.

При использовании обратных клапанов другого типа (тарельчатые, шаровые) для остановки разделительных пробок в следующем за клапаном стыке обсадной колонны устанавливают упорное кольцо «стоп», которое представляет из себя чугунную толстостенную шайбу с уменьшенным проходным отверстием.

Иногда при опасности закупоривания отверстия направляющей пробки (осыпи, обвалы, загрязнение забоя) в состав компоновки низа обсадной колонны над башмаком устанавливают башмачный патрубок с боковыми отверстиями для выхода бурового и цементного растворов в затрубное пространство.

На наружную поверхность обсадной колонны устанавливают центрирующие фонари и турбулизаторы. В настоящее время применяют два типа центраторов - сварные и разъемные (пружинные). При малых кольцевых зазорах (до 12-15 мм) применяют сварные, а при больших величинах кольцевого зазора – разъемные (рис. 4.12).



Центраторы устанавливаются в интервалах цементирования и у устья для удобства обвязки. Расстояния между центраторами рассчитываются отдельно для растянутой и сжатой частей обсадной колонны /Спр. 4т/. Расстояние от башмака колонны до нейтрального сечения при использовании облегченного цементного раствора и раствора нормальной плотности можно определить из выражения:

Рис. 4.12. Центратор пружинный:

1- проушина; 2 – шпилька; 3 – спиральный клин;
4 – ограничительное кольцо; 5 – пружинные планки; 6 – паз сегмента.

$$H = \frac{d_H^2 [H_{\text{ц}} \rho_{\text{ц}} + (L - H_{\text{оц}} - H_{\text{ц}}) \rho_{\text{р}} + H_{\text{оц}} \rho_{\text{оц}}] - d_B^2 \rho_{\text{р}} L}{(d_H^2 - d_B^2) \rho_{\text{м}}}$$

где d_H и d_B - соответственно наружный и внутренний диаметры обсадной колонны;

ρ_M , $\rho_{\text{ц}}$, $\rho_{\text{оц}}$, $\rho_{\text{р}}$ - соответственно плотность металла, цементного, облегченного цементного и бурового растворов.

$H_{\text{ц}}$, $H_{\text{оц}}$ - соответственно высота столба цементного и облегченного цементного растворов в затрубном пространстве обсадной колонны.

L - длина обсадной колонны.

На практике центраторы устанавливают через 10 м в интервалах продуктивных пластов и мест искривлений ствола скважины, в остальных интервалах цементирования - через 50 м.

Турбулизаторы (рис. 4.13) предназначены для завихрения восходящего потока цементного раствора с целью лучшего замещения бурового раствора цементным, особенно в зонах каверн.

Учитывая, что центрирующие элементы так же обладают турбулизирующим действием, турбулизаторы устанавливают чаще всего только в интервалах продуктивных пластов и в зонах каверн. Для предохранения лопастей турбулизатора от повреждения его устанавливают в комплекте с центратором (выше) на расстоянии 1,0-1,5 м. На одной обсадной трубе не устанавливают более двух турбулизаторов.

Скребки устанавливают на обсадной колонне с целью удаления глинистой корки со стенок скважины в интервалах залегания проницаемых пластов.

По конструкции скребки бывают проволочными и канатными (рис. 4.14). Удаление глинистых корок скребками осуществляется при промывке скважины и цементировании с расхаживанием. Поэтому расстояние между скребками не должно превышать высоту расхаживания обсадной колонны. Обычно скребки устанавливают в интервалах продуктивных пластов на расстоянии 3 м друг от друга.

Элементы наружной оснастки закрепляются на колонне специальными стопорными кольцами. Пружинные центрирующие фонари иногда закрепляются на муфтах.

Между нефте- и водонасыщенными пластами в компоновку эксплуатационной колонны включаются заколонные пакеры (ППГ, ППИ, ПДМ и др.). Кроме того, они защищают цементное кольцо от разрушения при малых толщинах изолирующих перемычек перфорацией.

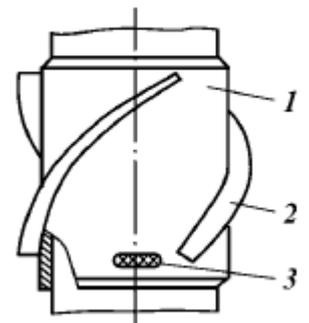
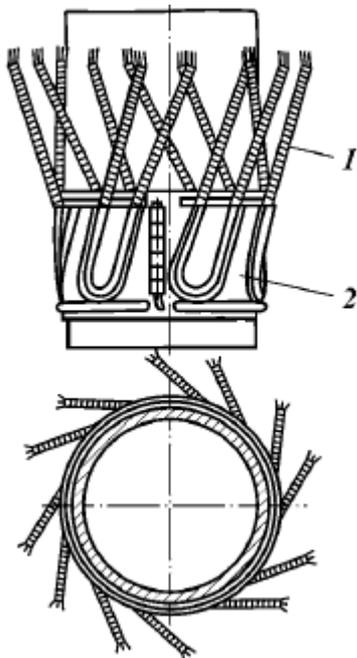


Рис. 4.13. Турбулизатор ЦТ: 1 - корпус; 2 - лопасти; 3 - спиральный клин

Рис. 4.14. Скребок:

1 – канатные вставки; 2 – корпус.



Кроме перечисленных обязательных элементов технологической оснастки в компоновку обсадной колонны в зависимости от выбранного способа спуска колонны и ее цементирования могут включаться разъединители, подвесные устройства, манжеты, муфты ступенчатого цементирования, отсекалы пластов и др., конструкция и технология использования которых описаны в специальной литературе [4, 6, 21, 22].

4.8. Технология и организация спуска обсадных колонн.

Спуск обсадной колонны является технически сложным процессом, успешность которого определяется режимами спуска, продолжительностью промежуточных промывок и организацией работ.

Перед спуском обсадной колонны в скважину проверяется исправность бурового оборудования - лебедки и ее тормозов, пневматических клиньев ротора, элеваторов, центрирование вышки, состояние талевого каната. При необходимости производят переоснастку талевого каната.

До спуска колонны скважина должна быть заполнена буровым раствором, соответствующим ГТН. В плащечном превенторе заменяются плашки под диаметр обсадной колонны, или обеспечивается наличие патрубка по диаметру бурильной колонны с переводником на обсадную.

Сборка низа колонны (башмака с направляющей пробкой, башмачного патрубка) осуществляется заблаговременно на приемных мостках.

После завершения подготовки ствола скважины и бурового оборудования осуществляют сборку и спуск обсадной колонны. Спуском обсадной колонны руководит ответственный инженерно-технический работник.

При сборке резьбовых соединений первые 2-3 нитки должны навинчиваться вручную, затем используется АКБ, докрепление резьбы осуществляется машинными ключами с контролем вращающего момента.

При свинчивании резьбового соединения торец муфты должен совпадать с последней резьбы на трубе (допуск ± 1 нитка). Если идет недоворот на 3 нитки и более, и происходит излишний переворот на 2 нитки и более, то труба с такой резьбой заменяется.

Спуск легких обсадных колонн может осуществляться с помощью одного элеватора и клиньев ротора, более тяжелых колонн - с помощью двух элеваторов. Обсадные колонны большого диаметра спускают с использованием

спайдеров (специальных клиновых захватов).

Нижние 5-10 труб обсадной колонны после свинчивания иногда привариваются к муфтам для предотвращения их развинчивания в ходе спуска колонны.

При свинчивании резьбовых соединений используются специальные уплотнительные смазки (Р-2, Р-402, УС-1 и др.)

Элементы технологической оснастки устанавливаются на обсадной колонне в соответствии с проектом (регламентом) на крепление скважины.

Если обсадная колонна спускается с действующим обратным клапаном (нет самозаполнения), то производится ее периодический долив буровым раствором. Максимальная длина незаполненной раствором колонны определяется из выражения:

$$H = \frac{P_{CM}}{[\eta_{CM}] \cdot \rho_p \cdot g}$$

где P_{CM} - сминающее давление для обсадных труб,

$[\eta_{CM}]$ - коэффициент запаса прочности на смятие при спуске обсадной колонны, $[\eta_{CM}] = 3 \div 4$.

ρ_p - плотность бурового раствора,

g - ускорение свободного падения.

В буровой практике долив колонн при спуске производят через 150-400 м.

Обратные клапаны типа ЦКОД позволяют снизить гидромеханические нагрузки на стенки скважины, исключить операции по доливу жидкости в колонну и сокращают время спуска на 1-3 часа.

В процессе спуска обсадных колонн осуществляется промежуточные промывки. Места промежуточных промывок обычно приурочиваются к зонам осложнений - осыпей и обвалов, нефтегазопроявлений, при достижении башмака предыдущей колонны. После завершения спуска обсадной колонны осуществляется тщательная (2-3 цикла) промывка ствола скважины. Все промывки осуществляются на режимах, предотвращающих гидроразрывы и поглощения бурового раствора.

После окончания спуска колонны она остается в подвешенном состоянии (допускается разгрузка на забой при его нащупывании до 5-6 т). Для удобства обвязки устья скважины после цементированной к верхней трубе колонны присоединяется подгонный патрубок заранее рассчитанной длины. На этот патрубок устанавливается цементировочная головка.

Расчет режима спуска обсадной колонны.

Одним из основных условий спуска обсадных колонн без осложнений является соблюдение режимов спуска, при которых не происходит повышения давления в стволе скважины до значений, при которых начинаются поглощения бурового раствора и гидроразрывы горных пород.

Исходя из этого условия скорость спуска обсадной колонны при прохождении наиболее слабого пласта не должна превышать величины:

$$V_K = \frac{D_C^2 - d_H^2}{d_H^2} \sqrt{\frac{P_{ГРП} / k_B - \rho_p g L_{ПЛ}}{\lambda_{КП} \rho_p L_{ПЛ}} (D_C - d_H)},$$

где:

D_C и d_H - диаметр ствола скважины и наружный диаметр колонны соответственно;

$P_{ГРП}$ и $L_{ПЛ}$ - соответственно давление гидроразрыва и глубина залегания наиболее слабого пласта;

k_B - коэффициент безопасности ГРП ($k_B = 1,2 \div 1,5$);

ρ_p - плотность бурового раствора;

$\lambda_{КП}$ - коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве ($\lambda_{КП}$ можно принимать равным 0,035)

g - ускорение свободного падения.

Технологическим обоснованием ограничения скоростей спуска обсадных колонн служит также то обстоятельство, что при движении колонн повышается роль всякого рода неровностей ствола скважины, которые являются возможным источником образования сальников и закупорки затрубного пространства, возможные заклинивания колонны.

Методика выбора скорости спуска обсадной колонны при креплении газовой скважины состоит в следующем [13]:

Максимально допустимая скорость спуска обсадной колонны $[V]_i$ определяется из условия предотвращения поглощения бурового раствора и не превышения репрессии на продуктивные пласты, имевшей место при их первичном вскрытии и углублении скважины:

$$[V]_i = 1,4 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{[P]_i - P_{zi}} \cdot \Sigma \left[\frac{D_i^2 - d_i^2}{d_i^2} \cdot \sqrt{\frac{D_i - d_i}{\rho_\delta \cdot l_i \cdot \lambda}} \right],$$

где $[P]_i$ - допустимое давление на рассматриваемый пласт, МПа;

P_{zi} - гидростатическое давление на рассматриваемый пласт, МПа;

l_i - длин колонны до подошвы рассматриваемого пласта, м;

d_i , D_i - диаметры обсадной колонны и ствола скважины соответственно, м;

ρ_δ - плотность бурового раствора в скважине, кг/м³;

λ - коэффициент гидравлических сопротивлений (при отсутствии данных принимается равным 0,055).

Выбор скорости спуска обсадной колонны осуществляется дифференцированно в зависимости от длины спущенной части колонны относительно рассматриваемого пласта.

устья.

Окончательное решение о скорости спуска обсадной колонны принимается с выполнением следующих ограничений [13]:

- в обсаженном стволе скважины скорость спуска должна быть в пределах 0,7...0,5 м/с. В случае, если по расчетам получается $[V]_p < 0,5$ м/с, принимать

скорость спуска $[V]_p$.

- в необсаженном стволе скважины до глубины на 200-250 м выше кровли продуктивного пласта скорость спуска принимать 0,5...0,3 м/с, но не более $[V]_p$.

- в интервале продуктивного пласта и за 150...200 м до забоя скорость спуска обсадной колонны принимать 0,25...0,20 м/с, но не более $[V]_p$.

4.9. Осложнения и аварии при спуске обсадных колонн.

При спуске обсадных колонн могут происходить поглощения бурового раствора, прихваты, смятие, обрывы обсадных труб и другие осложнения и аварии.

Поглощения бурового раствора возможны при недостаточной подготовленности ствола скважины к спуску колонны, из-за нарушения режима (скорости) спуска, при отклонении параметров раствора от заданных в ГТН (повышенная плотность и вязкость раствора). Для предотвращения поглощений устраняют вызывающие их причины.

Нефтегазопроявления возникают в тех случаях, когда давление в скважине снижается и становится ниже пластового, а также тогда, когда скважина остается долгое время без промывки и в стволе скважины за счет диффузии образуются пачки газа (газированной нефти).

Снижение давления в скважине может происходить из-за снижения плотности бурового раствора, его поглощения в верхних интервалах разреза, при расхаживании обсадной колонны.

Для предотвращения проявлений пластовых флюидов в процессе спуска колонны необходимо поддерживать необходимое противодействие на продуктивные пласты и осуществлять промежуточные промывки ствола скважины. Устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием.

Прихваты обсадной колонны при спуске ее в скважину возможны в случае возникновения осыпей и обвалов горных пород, из-за прилипания колонны к стенке скважины, заклинивания в желобах, местах искривлений ствола скважины, посторонними предметами.

В качестве профилактических мер по предупреждению прихватов обсадной колонны можно предложить - тщательную подготовку ствола скважины (проработка, шаблонировка, закрепление стенок скважины), ввод в буровой раствор смазывающих добавок, использование центрирующих колонну элементов, не допущение оставления колонны в скважине на длительное время, осуществление промежуточных промывок.

Обрывы обсадной колонны при спуске в скважину могут происходить как по телу труб, так и в местах их соединений (срыв резьбы, разрушение сварного шва). Причинами обрывов могут быть заводские дефекты, ошибки в расчетах прочности, нарушение режима спуска колонны.

Для предотвращения обрывов обсадных колонн должна проводиться подготовка и проверки обсадных труб и их соединений на поверхности, расчеты колонн на растяжение должны проводиться с обеспечением

необходимого запаса прочности, спуск колонны должен проводиться в соответствии с запланированной скоростью движения.

5. Тампонажные материалы

5.1 Классификация тампонажных материалов.

По вяжущей основе наиболее часто используемые тампонажные материалы подразделяются на следующие группы:

- портландцементы,
- глиноземистые цементы,
- известково-кремнеземистые цементы,
- цементы на основе доменных шлаков,
- гипсовые материалы,
- магнезиальные цементы,
- органические крепители (синтетические смолы).

В соответствии с ГОСТ 25597-83 применяемые для крепления нефтегазовых скважин тампонажные материалы классифицируют по следующим основаниям:

По температуре применения:

1. Для низких температур (до 15 °С).
2. Для нормальных температур (15-50 °С).
3. Для умеренных температур (50-100 °С).
4. Для повышенных температур (100-150 °С).
5. Для высоких температур (150-250 °С).
6. Для сверхвысоких температур (более 250 °С).
7. Для циклически меняющихся температур.

По плотности тампонажного раствора:

1. Легкие (до 1400 кг/м³).
2. Облегченные (1400-1650 г/м³).
3. Нормальной плотности (1650-1950 г/м³).
4. Утяжеленные (1950-2300 г/м³).
5. Тяжелые (более 2300 г/м³).

По коррозионной устойчивости:

1. Устойчивые в кислых средах.
2. Устойчивые в магнезиальных средах.
3. Устойчивые к полиминеральной агрессии.

По величине объемных деформаций:

1. Без особых требований к деформациям.
2. Безусадочные (объемное расширение до 0,1%).
3. Расширяющиеся (объемное расширение более 0,1%).

5.2. Основные базовые тампонажные материалы.

При цементировании обсадных колонн наибольшее распространение получили тампонажные растворы на основе портландцемента, шлаковых, белитокремнеземистых, глиноземистых и магнезиальных цементах.

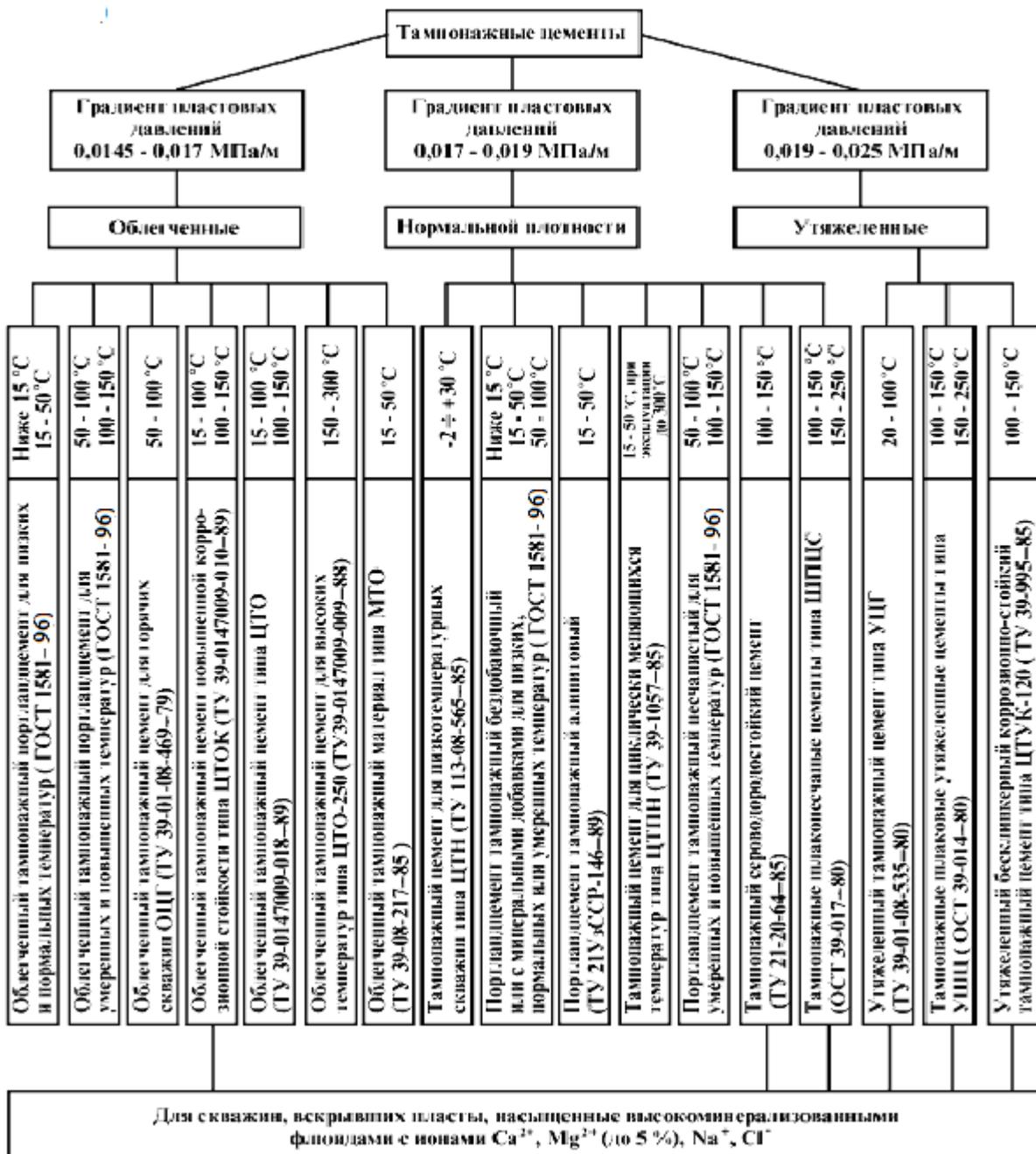


Рис. 5.1. Рекомендации по выбору тампонажных материалов [12]

Портландцемент тампонажный выпускают по ГОСТ 1581-96.

По вещественному составу портландцемент выпускают четырех видов:

I – бездобавочный с ненормируемым водоцементным отношением;

I – G - бездобавочный с водоцементным отношением 0,44;

I – H - бездобавочный с водоцементным отношением 0,38;

II - с добавками (обычно до 20%), которые не регулируют плотность, выполняют роль наполнителя, с ненормируемым водоцементным отношением;

III - с добавками, которые регулируют плотность (величина добавки до 75% к массе цемента), с ненормируемым водоцементным отношением;

- песчанистые (добавка молотого кварцевого песка до 50% для повышения термостойкости цементного камня) - П50.

По температуре использования тампонажный портландцемент выпускают трех видов:

- для нормальных температур - до 50⁰ С,
- для умеренных температур - до 100⁰ С,
- для повышенных температур (песчанистый портландцемент) - до 150⁰ С.

По сульфатостойкости:

- для типов I II III – обычный (особых требований не предъявляется) и сульфатостойкий – СС;

- для типов I-G и I-H - СС-1 – высокой сульфатостойкости и СС-2 – умеренной сульфатостойкости.

Кроме того, при производстве портландцемента в его состав могут вводиться пластифицирующие (Пл) и гидрофобизирующие добавки (Гф).

Маркировка цемента должна отражать все перечисленные характеристики.

Примеры маркировки тампонажных портландцементов:

- портландцемент тампонажный без добавок обычной сульфатостойкости для низких и нормальных температур:

ПЦТ I - 50 ГОСТ 1581-96

- портландцемент тампонажный с минеральными добавками, сульфатостойкий для низких и нормальных температур:

ПЦТ II-СС-50 ГОСТ 1581-96

- портландцемент тампонажный бездобавочный, с нормированными водоцементном отношении, равном 0,44, высокой и умеренной сульфатостойкости для низких и нормальных температур:

ПЦТ I-G-СС-2 -50 ГОСТ 1581-96

- портландцемент тампонажный с минеральными добавками, плотностью раствора 1,50 г/см³, для температур до 100⁰ С, гидрофобизированный:

ПЦТ III-065-100-ГФ ГОСТ 1581-96

Основные требования ГОСТ 1581-96 следующие:

Порошок портландцемента должен иметь тонкость помола такой, чтобы при просеивании через сито с ячейкой 80 мкм остаток составлял не более 15% для нормальных температур и не более 20% для умеренных и повышенных температур. Удельная поверхность цементного порошка должна составлять не менее 250 м²/кг для нормальных температур и не менее 220-230 м²/кг для умеренных и повышенных температур.

Растекаемость тампонажного раствора из портландцемента должна быть не менее 200 мм, водоотделение цементные растворы должны иметь в пределах от 3 до 4%. Время загустевания цементного раствора для всех видов тампонажного портландцемента должно быть не менее 90 мин.

Прочность цементного камня на изгиб из портландцемента с добавками до 20% должна составлять 2,7 МПа через 2 суток для нормальных температур и 3,5 МПа через 1 сутки для умеренных и повышенных температур. Облегченные и песчанистые цементы могут иметь пониженную прочность.

Для условий повышенных и высоких температур по другим ГОСТам и ТУ выпускают несколько разновидностей тампонажных цементов на основе

молотых доменных шлаков.

Шлако-песчаные цементы совместного помола ШПЦС-120 и ШПЦС-200 предназначены для условий температур 80-160⁰С и 160-250⁰С соответственно (в маркировке цемента указывается средняя температура использования и испытания).

На базе доменных шлаков выпускают облегченные (ОШЦ) и утяжеленные (УШЦ) цементы для повышенных и высоких температур.

Для условий повышенной коррозии могут использоваться цемент тампонажный сероводородостойкий (H₂S в продукции скважины до 25%) на основе никелиевого шлака и утяжеленный безклинкерный коррозионностойкий цемент (ЦТУК-120).

В условиях температур от -2⁰С до +30⁰С может использоваться цемент тампонажный для низкотемпературных скважин (ЦТН) на основе гипса.

Для цементирования паронагнетательных скважин (высокие циклически меняющиеся температуры до 350⁰С) используется цемент типа ЦТПН на основе шлака и кварцевого песка.

Крепление скважин в отложениях легкорастворимых солей должно проводиться с использованием тампонажных материалов, затворяемых на концентрированных (насыщенных) растворах солей, слагающих стенки скважины. Это необходимо для обеспечения прочного контакта (химическая связь) цементного камня со стенками скважины.

Для цементирования обсадных колонн, перекрывающих галит (каменная соль) используют портландцемент или цементы на шлаковой основе, затворяемых на насыщенном растворе технической соли (NaCl).

Для крепления скважин в интервалах калийно-магниевых солей в условиях низких температур используются тампонажные материалы на основе магнезиальных цементов (каустический магнезит, каустический доломит), затворяемые на насыщенном растворе хлорида магния (MgCl₂).

В качестве цементов, образующих расширяющийся цементный камень используют:

- гипсоглиноземистый цемент Пашийского завода - расширение до 4%;;
- расширяющийся тампонажный цемент МИНГа – расширение до 4%;
- расширяющийся тампонажный цемент института «Гипроцемент»- расширение до 1,2%;

Более подробная характеристика тампонажных материалов приведена в [12]:

5.3. Процессы, происходящие при твердении тампонажного раствора

Образование цементного камня при твердении тампонажных растворов сопровождается сложными физико-химическими процессами, зависящими от многих факторов (минеральный состав, соотношение компонентов, температура, давление, наличие модифицирующих добавок и др.). Физико-химия процесса подробно изучается в курсе «Буровые промывочные жидкости и тампонажные растворы». Здесь рассматриваются лишь особенности формирования цементного камня в скважинных условиях.

После завершения процесса цементирования скважины тампонажный раствор оставляется на время ожидания его затворения - ОЗЦ. В период этого времени цементный раствор находится в относительном состоянии покоя. Однако в нем проходят процессы, определяющие структуру образующегося цементного камня.

Под действием силы тяжести происходит процесс седиментации - тяжелые частицы цементного порошка стремятся опуститься вниз, оседают на забой скважины, зависают на ее стенках, обсадной колонне, элементах технологической оснастки. Постепенно дисперсная фаза выходит из взвешенного состояния. Поровое давление твердеющей суспензии снижается до давления столба жидкости затворения. Причем темп снижения давления наиболее высокий в начальный период, до начала схватывания – в течение 1-5 часов. В этот период завершается и седиментационный процесс.

Движение крупных частиц твердой фазы сопровождается образованием вертикальных канальчиков, которые не только не зарастиваются, но и могут размываться восходящим потоком жидкости затворения, которая вытесняется. По мере снижения порового давления могут в скважину поступать высокоподвижные пластовые флюиды из порового пространства проницаемых пластов и двигаться по этим же канальчикам. Если цементный раствор длительное время остается в жидком состоянии, этот противопоток частиц цемента вниз и жидкости (газа) вверх размывает цементное тесто, происходит его суффозия. Образованные каналы в цементном камне могут впоследствии явиться причиной межпластовых перетоков и грифонов (выход пластового флюида на поверхность). Если же в скважине имеются высокопроницаемые разнонапорные пласты, расположенные на небольшом расстоянии (5-7 м) друг от друга, то возможно полное вымывание из этого интервала цементного раствора и замена его пластовым флюидом.

Тампонирующую способность (способность сопротивляться размыву) цементных растворов можно определять на установке, схема которой представлена на рис. 5.2.

Перепад давления между нижним и верхним подводом воды (h_2) регулируется. Отмечают тот момент, когда начнется движение воды по твердеющему цементному раствору из верхнего сосуда (10) в нижний (9) при минимальном h_2 и рассчитывают коэффициент тампонирующей способности цементного раствора:

$$k_t = 1 + h_2 / h_1$$

На искривленных, наклонных и горизонтальных участках скважины седиментационные процессы приводят к образованию вдоль верхней стенки скважины зазора, заполненного отстоявшейся жидкостью затворения, что также не обеспечивает надежное разобщение вскрытых пластов.

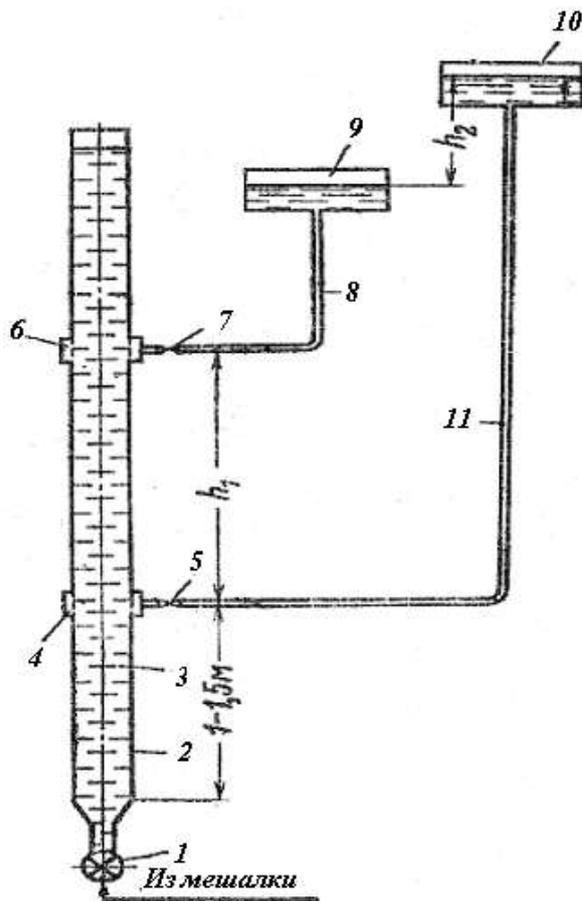


Рис. 5.2. Схема установки для определения тампонирующей способности цементного раствора:

1 – кран; 2- цилиндр; 3 – тампонажный раствор; 4, 6 – фильтры; 5, 7 - вентили; 8, 11 – гибкие трубки; 9, 10 – сосуды с водой.

Меры предупреждения седиментации:

- повышение продолжительность перемешивания, его интенсивности, за счет чего медленнее идет осаждение твердой фазы тампонажного раствора;
- применение цементов с повышенной удельной поверхностью частиц, что также уменьшает процесс седиментации;
- введение в тампонажный раствор структурообразующих добавок (бентонит и др.);
- уменьшение водоцементного отношения.

При твердении цементного раствора в изолированных условиях (межтрубное пространство, интервалы непроницаемых пород) поровое давление может снизиться (рис. 5.3) сначала до величины равного нормальному гидростатическому (за время t_1), а затем до величины, которая меньше гидростатического, в порах образуется вакуум (за время t_2). Это происходит из-за отсоса воды из пор при реакции гидратации цемента.

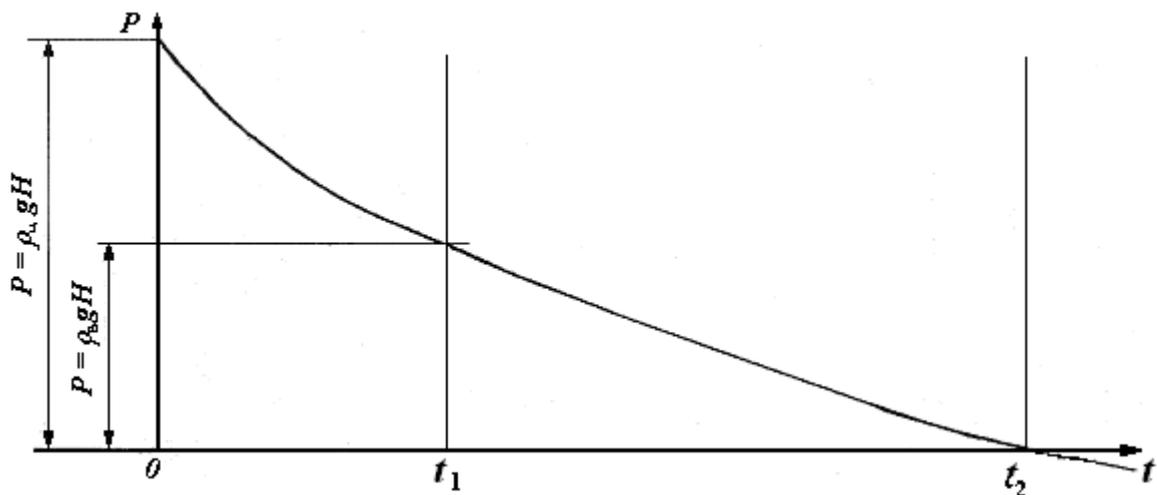


Рис. 5.3. График изменения порового давления при твердении цементного камня в изолированных условиях.

Происходящая при твердении цемента контракция (уменьшение объема цементного камня по сравнению с объемом исходных веществ) чаще сопровождается уменьшением внешних размеров камня, происходит так называемая «усадка» цементного камня. Это явление приводит к образованию зазоров на контакте цементного камня чаще со стенками скважин, реже - с обсадной колонной.

Наличие корок, пленок на стенках скважины и обсадной колонне также снижает, а иногда и не дает возможности сформироваться контакту цементного камня с этими поверхностями. Кроме того, наличие глинистых корок в интервалах плотных пород может привести к образованию зазоров на контакте их с цементным камнем, т.к. вода из этих корок отсасывается цементным камнем и они «усыхают», создаются благоприятные условия для образования флюидопроводящих каналов размером до 1 мм и более. Установлено, что каналы в фильтрационной корке образуются значительно раньше полного ее обезвоживания. Удаление фильтрационной корки со стенок скважины, хотя бы на отдельных участках, становится необходимым, так как фильтрационная корка и «языки» бурового раствора существуют в скважинах практически всегда.

Кроме того, наличие каналов в затрубном пространстве создает условия коррозионного поражения как тампонажного камня, так и тела обсадных труб.

Все эти процессы в твердеющем цементном растворе происходят не мгновенно, а во времени. Поэтому, чем менее длительное время цементный раствор будет оставаться в жидком состоянии, тем в меньшей степени будут проявляться перечисленные деструктивные процессы, ухудшающие изолирующие (тампонирующие) свойства тампонажных материалов. Наличие структурирующих, расширяющих добавок в составе материалов снижают или устраняют полностью проявления суффозии и контракции цементного раствора - камня.

5.4. Регулирование свойств тампонажных материалов

В зависимости от горно-геологических условий крепления скважин часто приходится регулировать технологические свойства цементного раствора-камня, получаемых на базе выпускаемых тампонажных материалов. Это может достигаться использованием специальных жидкостей затворения, введением наполнителей, модифицирующих добавок, предварительной обработкой материалов и растворов.

В зависимости от характеристики давления гидроразрыва пород, наличия зон насыщения или зон АВПД возникает необходимость регулирования плотности тампонажного раствора.

Снижение плотности тампонажного раствора может быть достигнуто за счет:

- повышения содержания воды,
- снижения плотности жидкости затворения,
- введение облегчающих добавок,
- введение в раствор газообразных агентов.

Повышение содержания воды в тампонажном растворе (водоцементного отношения) должно сопровождаться введением добавок, которые связывают дополнительную свободную воду, снижают фильтроотдачу. В противном случае избыток воды в тампонажном растворе приводит к активным процессам седиментации и суффозии. В качестве водоудерживающих добавок используют высококачественные глинопорошки (бентонитовый - 10÷20% к массе цемента, тонкомолотые горные породы (диатомит, опока, трепел, глины) в количестве 20÷70%, синтетические материалы (ПАА, КМЦ, ОЭЦ, ПВС, Тилоза и др.) - 1÷2% к массе цемента. Водоцементное отношение может быть повышено с использованием этих добавок до 1,0 и более, а плотность может быть снижена до 1450÷1500 кг/м³.

Однако следует помнить, что эти добавки снижают прочность и повышают проницаемость цементного камня.

Снижение плотности жидкости затворения - это замена минерализованной, пластовой воды на пресную при приготовлении тампонажного раствора. Эта мера не позволяет уменьшать плотность тампонажных растворов в широких пределах.

Иногда для снижения плотности тампонажного раствора в его состав вводят легкие наполнители. Они могут иметь природное происхождение (молотые породы вулканического происхождения - пемза, опока, вулканический пепел) и искусственное - микробаллоны - пластмассовые (пламилон), стеклянные и керамические.

Для получения легких цементных растворов (1400 кг/м³ и менее) иногда используют ввод газообразных агентов (сжатого воздуха, азота) с помощью компрессора при закачке его в скважину - получают пеноцементные растворы, плотность которых зависит от степени аэрации. Для повышения стабильности системы в жидкость затворения вводят пенообразующие ПАВ.

Цементирование скважин с зонами АВПД должно проводиться с

использованием утяжеленных тампонажных растворов.

Повышение плотности тампонажного раствора может осуществляться снижением водоцементного отношения, повышением плотности жидкости затворения и введением в состав материала специальных утяжелителей.

Водоцементное отношение в тампонажном растворе может быть понижено до 0,35-0,40, однако это приводит к загущению раствора, затруднениям при его прокачивании. Для устранения этого явления в тампонажный раствор должны вводиться реагенты-пластификаторы.

Повышение плотности жидкости затворения может проводиться за счет замены пресной воды минерализованными растворами, пластовыми водами, насыщенными растворами солей. При этом нужно учитывать, что соли, содержащиеся в жидкости затворения, могут влиять на скорость гидратации (замедление или ускорение сроков схватывания) и на коррозионную устойчивость цементного камня.

В качестве утяжеляющих добавок к тампонажным материалам используют известные утяжелители для буровых растворов - барит, гематит, магнетит, колошниковая пыль, геленит и др. Количество утяжелителя в составе материала может достигать 75% от массы цемента. При этом плотность тампонажного раствора может быть повышена до 2300 кг/м³ и более.

Регуляторы плотности тампонажных материалов могут вводиться как при их изготовлении на заводах, так и в условиях буровой непосредственно перед цементированием.

Подвижность тампонажного раствора характеризуется растекаемостью и консистенцией. Подвижность тампонажного раствора зависит от тонкости помола, водоцементного отношения и содержания пластифицирующих добавок.

В качестве пластификаторов тампонажных растворов чаще всего используются ССБ, КССБ, ФХЛС, окзил, гипан, хромпик в количестве 0,1-1,5%.

Часто возникает необходимость корректировать сроки загустевания и схватывания тампонажных растворов. Для ускорения сроков загустевания и схватывания в состав растворов вводят добавки CaCl₂, NaCl, Na₂CO₃, K₂CO₃, жидкое стекло, мочевины. Величина добавки - 1-3%.

Иногда для сокращения сроков ОЗЦ тампонажный материал затворяют на жидкости затворения повышенной температуры, или используют прогрев обсадной колонны.

Для замедления твердения цементных растворов используют добавки виннокаменной кислоты, борной кислоты, буры, гипана, хромпика, нитролигнина, Л-6 и др.

Для снижения показателя фильтрации цементного раствора (водоотдачи) в основном используют добавки высококачественного бентонита (2-6%), реагенты - защитные коллоиды (КМЦ, ММЦ, ССБ, КССБ, ММЦ, ОЭЦ и др.), а также полимеры (ПАА, ПВС и др.). Эти добавки несколько замедляют и твердение цементных растворов.

Качество цементного камня характеризуется его прочностью, проницаемостью, объемными изменениями, коррозионной устойчивостью.

Прочность цементного камня зависит от минерального состава и его вяжущей основы, типа и количества добавок, режима и длительности твердения. Цементный камень выполняет все его механические функции в скважине, если его прочность на изгиб составляет не менее 10 кгс/см². Однако ГОСТами на тампонажные материалы обычно регламентируются более высокие значения прочности.

Для повышения прочности цементного камня уменьшают количество инертных наполнителей, вводят в состав материала армирующие добавки (волокнистый асбест, волокно АФС, кордовое волокно и др.).

Для снижения проницаемости цементного камня понижают его водоцементное отношение и вводят в раствор добавки, которые могут кольматировать поры цементного камня (синтетические смолы, жидкое стекло и др.).

Высококачественный цементный камень имеет проницаемость менее 1 мкм². Для устранения усадочных явлений и получения расширяющегося цементного камня в состав цементного раствора вводят расширяющие добавки - гипс, окись кальция или окись магния. Однако следует помнить, что введение этих добавок в больших количествах может привести к растрескиванию цементного камня или смятию обсадных колонн. Считается, что объемное расширение цементного камня свыше 2-3 % нежелательно.

Для повышения коррозионной устойчивости цементного камня подбирают цементы соответствующего минерального состава, вводят добавки молотого кварцевого песка, синтетических смол, гидрофобизаторов.

Для придания цементному камню свойства расширения используются следующие составы:

- смесь ПЦТ с гипсоглиноземистым цементом - расширение до 2%;
- смесь ПЦТ с магнезиальными цементами (каустический магнезит – 5 -10%, каустический доломит - 10– 20 %) – расширение 0,5 – 1,3%;
- смесь ПЦТ с известью (СаО) до 10 - 15% - расширение 3-6%;

При цементировании обсадных колонн расширяющимися тампонажными смесями наличие фильтрационной корки на стенках скважины приводит к снижению напряженности контакта между цементным камнем, колонной и стенкой скважины. При значительной толщине корки (3 - 4 мм) применение расширяющихся тампонажных растворов не исключает образование зазоров и щелей в зоне контакта с колонной и стенками скважины

5.5. Коррозия цементного камня

В скважинных условиях цементный камень контактирует с высокоагрессивными средами. По степени агрессивности их можно расположить в следующий ряд:

- газообразный сероводород,
- соли магния (хлориды, сульфаты),
- растворенный сероводород,
- растворенная углекислота,
- сульфиды щелочных металлов,

- сульфаты (при невысоких температурах),
- растворы CaCl₂ (более 20 г/л), NaCl (более 100 г/л),
- кислые пластовые воды (рН < 6).

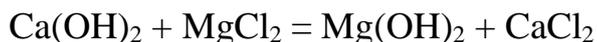
Цементный камень может подвергаться коррозии выщелачивания, кислотной коррозии, магниальной коррозии, кристаллизационной и другим видам коррозии.

Коррозия выщелачивания происходит по причине вымывания портландтида Ca(OH)₂ из цементного камня и проходит по следующей схеме:



Этот процесс останавливается только при рН ≥ 12. При меньшей щелочности сначала растворяются гидросиликаты, а затем - гидроалюминаты и гидрофорриты кальция. Таким образом разрушаются основные цементирующие образования цементного камня.

Магниальная коррозия происходит при контакте цементного камня с водами, содержащими MgCl₂ или MgSO₄:



В результате реакции образуются высокорастворимые хлорид кальция и гидроксид магния, который выкристаллизовывается в порах камня с увеличением объема, за счет чего происходит увеличение внутренних напряжений и растрескивание камня.

Сульфатная коррозия активно протекает при относительно низких температурах (до 60⁰ С). Разрушение камня при этом виде коррозии объясняется ростом кристаллов образующегося этtringита в порах цементного камня:



При температуре от 60 до 100⁰С этот процесс замедляется, а при более высокой температуре сульфатная коррозия не происходит.

Кристаллизационная коррозия может происходить также при контакте цементного камня с концентрированными растворами солей. В этом случае в порах камня наблюдается рост кристаллов солей.

Для уменьшения коррозии цементного камня следует правильно подбирать тип тампонажного материала и уменьшать проницаемость камня. Положительные результаты получают и при уменьшении концентрации химически активных соединений в цементном камне. Например, для связывания активной СаО в состав материала вводят молотые диатомит, опоку, золу, кварцевый песок (до 50%).

В условиях наличия в пластовой воде сероводорода к тампонажному

портландцементу добавляют магнезиальный и глиноземистый цементы. Тампонажные материалы на шлаковой основе характеризуются повышенной коррозионной устойчивостью.

Скорость коррозии цементного камня из портландцемента составляет порядка 7 мм/год (в динамических условиях), что в 7-14 раз быстрее, чем металла [17].

Поэтому проблема защиты обсадных колонн от коррозии цементным кольцом является очень актуальной. Основной мерой защиты цементного камня от коррозии является создание условий, исключающих поступление в заколонное пространство скважины агрессивных пластовых флюидов.

6. Цементирование обсадных колонн

6.1. Способы цементирования обсадных колонн

При креплении нефтегазовых скважин в зависимости от характера задач можно выделить несколько видов цементировочных работ:

- первичное цементирование обсадных колонн,
- вторичное (ремонтное) цементирование обсадных колонн,
- изоляция поглощающих пластов,
- изоляция водопритоков в скважину,
- установка цементных мостов в открытом стволе скважины или в обсадной колонне (при испытании пластов, ликвидации или консервации скважины).

Первичное цементирование осуществляется сразу после спуска в скважину обсадной колонны. Существуют несколько способов первичного цементирования:

- прямой одноступенчатый без циркуляции цементного раствора;
- прямой одноступенчатый с циркуляцией цементного раствора;
- прямой двухступенчатый;
- манжетный;
- селективно-манжетный;
- обратный без циркуляции цементного раствора,
- обратный с циркуляцией цементного раствора,
- комбинированный (метод встречных потоков),
- цементирование хвостовиков.

Наиболее распространенным является прямой одноступенчатый способ цементирования без циркуляции цементного раствора.

Сущность его заключается в том, что необходимый объем тампонажного раствора цементировочными агрегатами (ЦА) закачивают в обсадную колонну (рис. 6.1). Подача тампонажного раствора в обсадную колонну осуществляется через цементировочную головку (рис. 6.2), устанавливаемую на верхнюю трубу обсадной колонны (рис. 6.1, а). Внутри цементировочной головки закрепляется верхняя разделительная пробка.

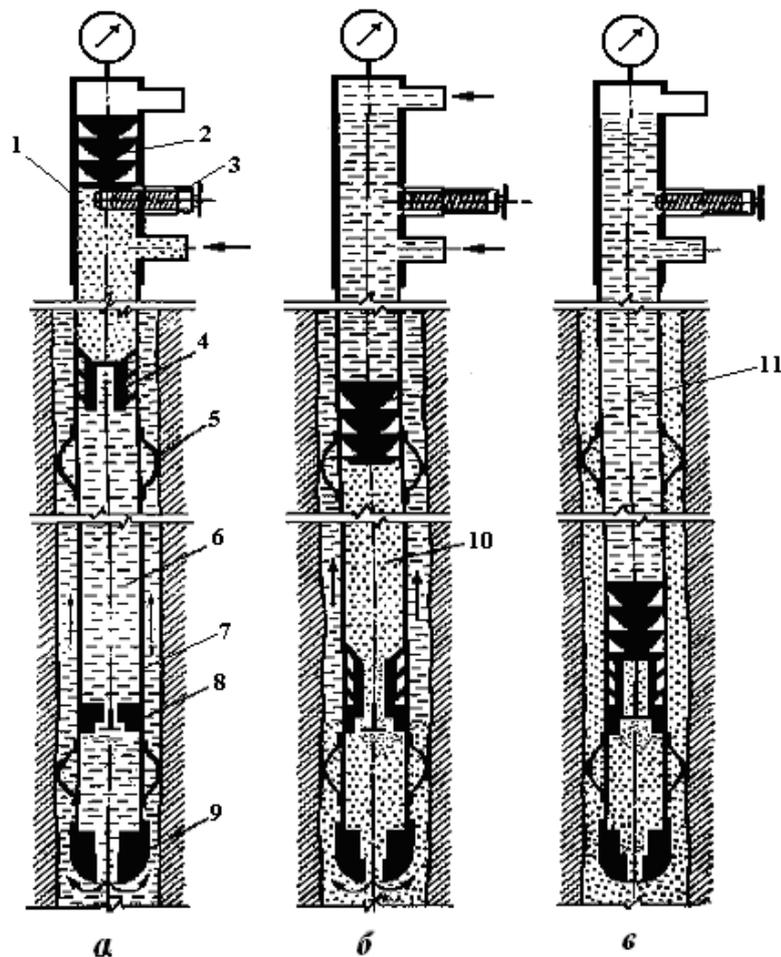


Рис. 6.1. Схема прямого одноступенчатого цементирования:

а - закачка тампонажного раствора в обсадную колонну; *б* - закачка продавочной жидкости; *в* - посадка верхней пробки на упорное кольцо; 1 - цементировочная головка; 2 - верхняя разделительная пробка; 3 - стопорное устройство; 4 - нижняя разделительная пробка; 5 - центрирующие фонари; 6 - буровой раствор; 7 - обсадная колонна; 8 - обратный клапан; 9 - башмак с направляющей пробкой; 10 - тампонажный раствор; 11 - продавочный раствор.

Вслед за тампонажным раствором после освобождения верхней разделительной пробки в обсадную колонну сначала через верхний ввод, а затем и через нижний ввод закачивают продавочную жидкость. В качестве продавочной жидкости используют буровой раствор или техническую воду. По мере закачки продавочной жидкости тампонажный раствор выдавливается через башмак и башмачный патрубок в затрубное пространство обсадной колонны. На границах столба тампонажного раствора по обсадной колонне движутся разделительные пробки, которые предотвращают его перемешивание с буровым и продавочным растворами.

При посадке нижней разделительной пробки (рис. 6.3, *в, з*) на упорное кольцо или обратный клапан возникает импульс давления, под действием которого прорывается (или прорезается специальным ножом) диафрагма, перекрывающая до этого проходное отверстие в пробке. После этого при закачке в обсадную колонну продавочной жидкости тампонажный раствор через обратный клапан и отверстие в направляющей пробке выдавливается в затрубное пространство (рис. 6.1, *б*).

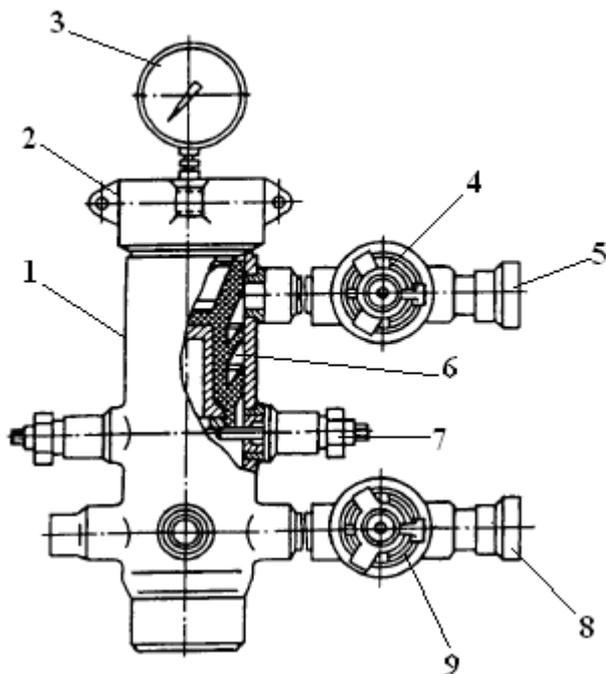


Рис. 6.2. Цементирующая головка типа ГУЦ:
 1 – корпус; 2 – верхняя крышка; 3 – манометр; 4, 9 – краны; 5 – верхний ввод; 6 – верхняя разделительная пробка; 7 – стопорные винты; 8 – нижний ввод.

Последние 1-2 м³ расчетного объема продавочной жидкости закачивают одним ЦА на минимальной скорости для плавной посадки верхней пробки на «стоп» кольцо или обратный клапан (для предотвращения гидравлического удара).

В момент посадки верхней разделительной пробки (рис. 6.3, а,б) на упорное кольцо или обратный клапан также возникает импульс давления, который фиксируется на поверхности, и который свидетельствует об окончании процесса цементирования (рис. 6.1, в).

После посадки верхней пробки цементирующие агрегаты выключают и плавно стравливают давление в обсадной колонне. Если обратный клапан работает, то цементный раствор обратно в обсадную колонну не поступает, а выход небольшого объема продавочной жидкости из обсадной колонны объясняется ее сжимаемостью.

При неисправности обратного клапана из обсадной колонны может выйти значительный объем продавочной жидкости. В этом случае эту продавочную жидкость снова закачивают в обсадную колонну и оставляют ее на ОЗЦ под давлением.

В процессе ОЗЦ контролируют давление в обсадной колонне. В случае его роста (за счет повышения температуры при твердении цемента) выше допустимого для обсадной колонны производят стравливание давления открытием кранов на цементирующей головке и выпуском части продавочной жидкости.

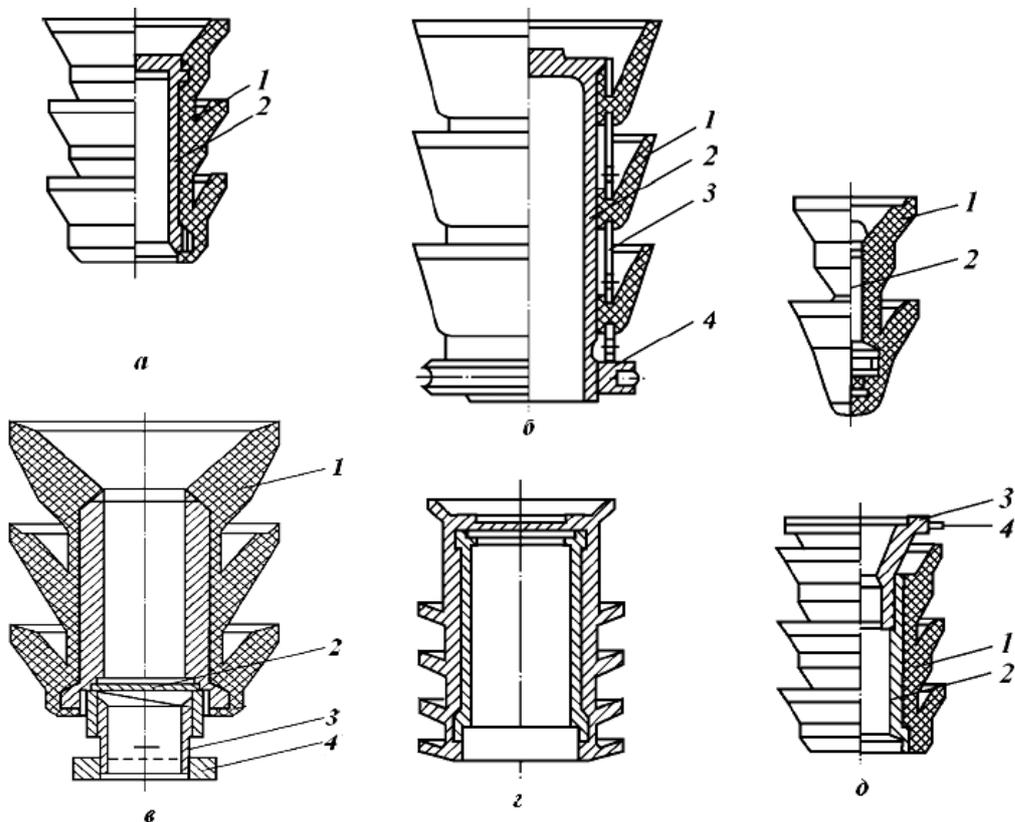


Рис. 6.3. Цементируемые разделительные пробки:
а – верхняя пробка с пригуммированными резиновыми манжетами: 1- манжеты; 2 – корпус; *б* – верхняя пробка с наборными резиновыми манжетами: 1- манжеты; 2 – корпус; *в* – нижняя разделительная пробка с прорезаемой мембраной: 1 - манжеты; 2- жестяная мембрана; 3 – кольцевой нож; 4 – упорное кольцо; *г* – нижняя разделительная пробка с разрушаемой мембраной; *д* – пробка двухсекционная: 1- манжеты; 2 – корпус; 3 – седло; 4 – срезной стопорный штифт.

Схема прямого одноступенчатого цементирование обсадных колонн является наиболее технологичной в сравнении с другими, затраты на которую в 1,3 – 2,2 раза меньше, чем при схемах обратного и ступенчатого цементирование.

К недостаткам этой схемы следует отнести:

- ограниченная высота подъема цементного раствора в условиях, осложненных поглощениями и гидроразрывами горных пород;
- высокие давления на насосах в конце операции продавливания цементного раствора, величина которых может превышать допустимые для применяемой техники;
- более длительный период проявления эффекта гравитационного движения тампонажного раствора в колонне и скважине, сопровождающегося разрывом сплошности потока и неконтролируемым ростом гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве.

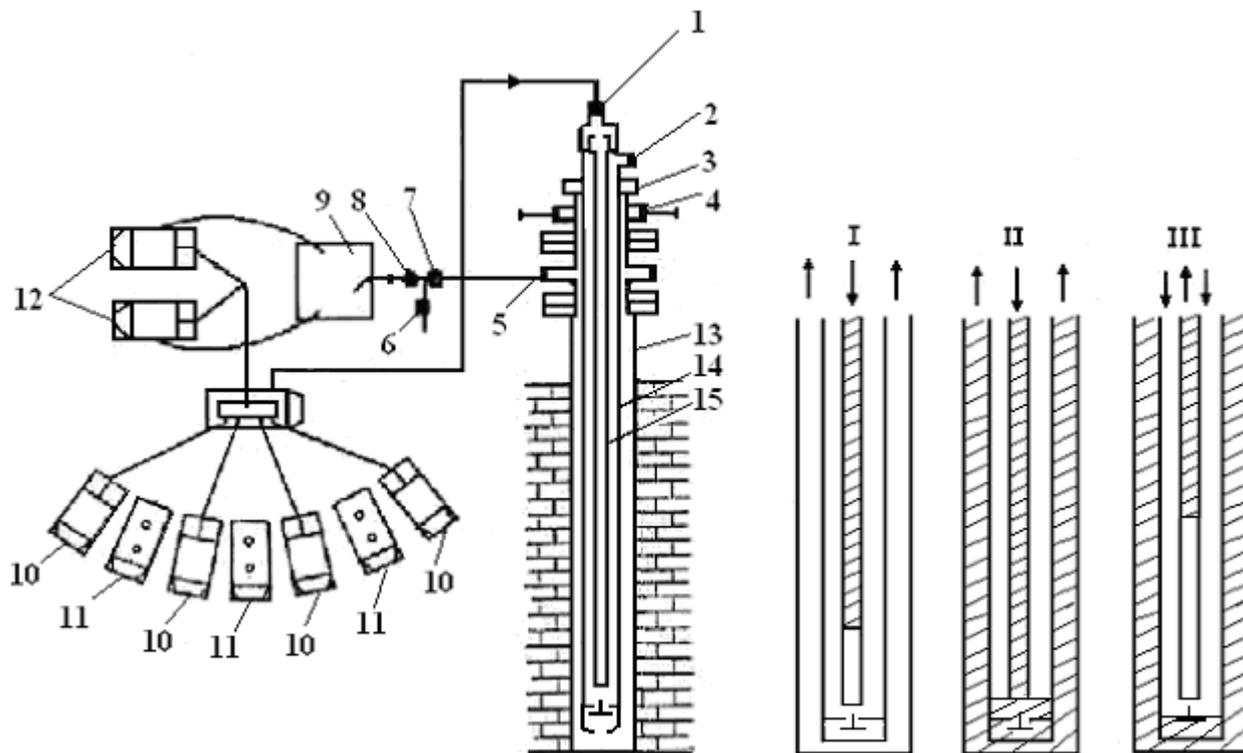


Рис. 6.4. Схема прямого цементирования с циркуляцией цементного раствора:
 1 – цементировочная головка; 2 – ввод в межтрубное пространство; 3 – ротор; 4 – превентор;
 5 – подпреверторная линия; 6 – задвижка для сброса буферной жидкости; 7,8 – задвижки; 9 –
 емкость; 10 – ЦА для приготовления и закачки цементного раствора; 11 –
 цементосмесительные машины; 12 – ЦА для циркуляции цементного раствора.

Сущность способа прямого одноступенчатого способа цементирования с циркуляцией тампонажного раствора отличается от предыдущего тем, что тампонажный раствор подается на забой скважины не через обсадную, а через специальную технологическую колонну (колонну НКТ), которая спускается внутрь обсадной колонны (рис. 6.4). Кроме того, после заполнения затрубного пространства обсадной колонны тампонажным раствором процесс цементирования не заканчивается, а в технологическую колонну закачивается дополнительный (избыточный) объем тампонажного раствора. Вытесненный из затрубного пространства тампонажный раствор попадает в емкость (3-8 м³), откуда снова забирается ЦА и закачивается в технологическую колонну. Таким образом осуществляется циркуляция тампонажного раствора по затрубному пространству обсадной колонны.

Используется этот метод цементирования в тех случаях, когда в разрезе скважины имеется много низкопроницаемых пластов, которые в совокупности могут поглотить значительное количество тампонажного раствора, что не обеспечит его подъем до проектной высоты (устья скважины).

Процесс циркуляции тампонажного раствора прекращается после стабилизации его уровня в емкости, которая установлена выходе из скважины (что свидетельствует о прекращении поглощения раствора проницаемыми пластами) или при достижении времени, при котором возникает опасность загустевания и начала схватывания тампонажного раствора. После остановки циркуляции обратной промывкой тампонажный раствор из технологической

колонны вымывается и она извлекается из скважины. Обратный клапан, включаемый в компоновку обсадной колонны, после снятия давления внутри ее не позволяет перемещаться тампонажному раствору из затрубного пространства в обсадную колонну.

Двух (иногда и трехступенчатое) цементирование обсадных колонн используют в тех случаях, когда в разрезе скважины имеются пласты с низкими давлениями гидроразрыва, зоны с АВПД, когда используют различные (несовместимые) типы тампонажных материалов или когда нет достаточного для одноступенчатого метода количества цементирующей техники.

Ступенчатое цементирование может осуществляться как с разрывом, так и без разрыва во времени. На рис. 6.5 приведена схема двухступенчатого цементирования.

Сущность этого метода заключается в том, что тампонажный раствор для цементирования первой ступени выдавливается в затрубное пространство через башмак обсадной колонны, а тампонажный раствор для цементирования второй (верхней) ступени попадает в кольцевое пространство через специальную цементирующую муфту или специальный пакер - ПДМ.

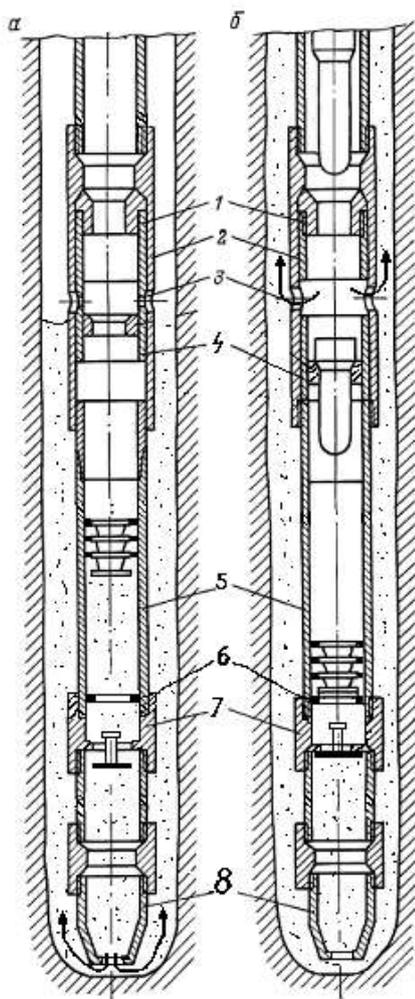


Рис. 6.5. Схема двухступенчатого цементирования с применением муфты МСЦ:

а- цементирование первой ступени;

б – цементирование второй ступени;

1 - верхняя втулка муфты МСЦ; 2 – корпус муфты МСЦ; 3 – циркуляционные отверстия; 4 - нижняя втулка муфты МСЦ; 5 – обсадная колонна; 6 – упорное кольцо «стоп»; 7 – обратный клапан; 8 – направляющая пробка.

Осуществление этого метода цементирования проводится в следующей последовательности. Закачивают в обсадную колонну рассчитанный объем тампонажного раствора для заполнения затрубного пространства обсадной колонны от башмака до цементировочной муфты. На границах столба этого тампонажного раствора движутся эластичные разделительные пробки, которые свободно проходят через цементировочную муфту и останавливаются на упорном кольце или обратном клапане. Вслед за первой порцией тампонажного раствора закачивается порция продавочной жидкости объемом равным объему колонны на участке от упорного кольца (обратного клапана) до цементировочной муфты. На верхней границе этой порции продавочной жидкости движется разделительная пробка, которая, садясь на нижнюю втулку цементировочной муфты, сдвигает ее вниз и открывает боковые отверстия. Есть вариант цементирования, при котором продавочная жидкость закачивается в полном объеме колонны, а затем в нее сбрасывается шар, который под собственным весом садится на нижнюю втулку и при создании избыточного внутреннего давления сдвигает ее вниз и открывает боковые отверстия в муфте. Через эти отверстия скважина промывается от излишков тампонажного раствора. И если предусмотрен разрыв во времени цементирования ступеней - нижняя часть колонны оставляется на время ожидания загустевания или схватывания цемента, а верхняя промывается буровым раствором.

Вторая порция тампонажного раствора закачивается в колонну и выходит в затрубное пространство через открытые отверстия в цементировочной муфте. На границе этой части тампонажного раствора и второй порции продавочной жидкости движется разделительная пробка (большого размера), которая садится на верхнюю втулку цементировочной муфты, сдвигает ее вниз и закрывает боковые отверстия.

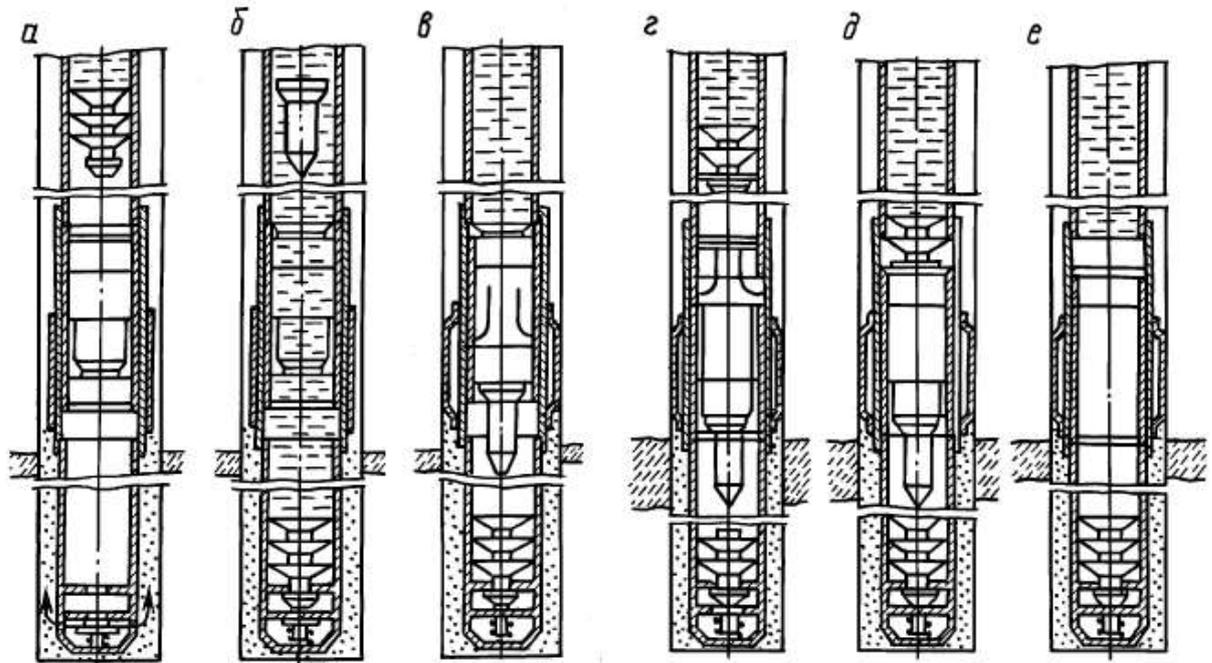


Рис. 6.6. Схема двухступенчатого цементирования с пакером ПДМ:
а – цементирование первой ступени; **б**– спуск падающей пробки; **в** – пакеровка; **г** – цементирование второй ступени; **д** – закрытие цементировочных отверстий; **е** - скважина после разбухания внутренних элементов пакера.

При закрытии этих отверстий давление в колонне резко повышается, что свидетельствует об окончании цементирования второй ступени.

При двухступенчатом цементировании может использоваться пакер ПДМ, который дополнительно герметизирует затрубное пространство (рис. 6.6).

Пакер ПДМ (рис. 6.7) действует следующим образом. При цементировании первой ступени разделительная эластичная пробка свободно проходит через внутреннюю полость пакера и садится на упорное кольцо «стоп» или обратный клапан. После цементирования первой ступени сбрасывается нижняя пробка (бомба) пакера ПДМ (рис. 6.7, б), которая под собственным весом садится на нижнюю подвижную втулку (рис. 6.7, поз. 5) и при создании избыточного давления в 2,5 – 3,0 МПа после среза штифта 4 сдвигает ее вниз до упорного кольца 8. Происходит сообщение отверстий *Б* и *В*, через которые продавочная жидкость нагнетается по каналу *Г* в кольцевую полость 9. Уплотнительный элемент раздувается и герметизирует затрубное пространство. При повышении давления до 8 – 10 МПа происходит срез штифта 6 и средняя втулка 7 вместе с нижней пробкой и нижней втулкой сдвигаются вниз.

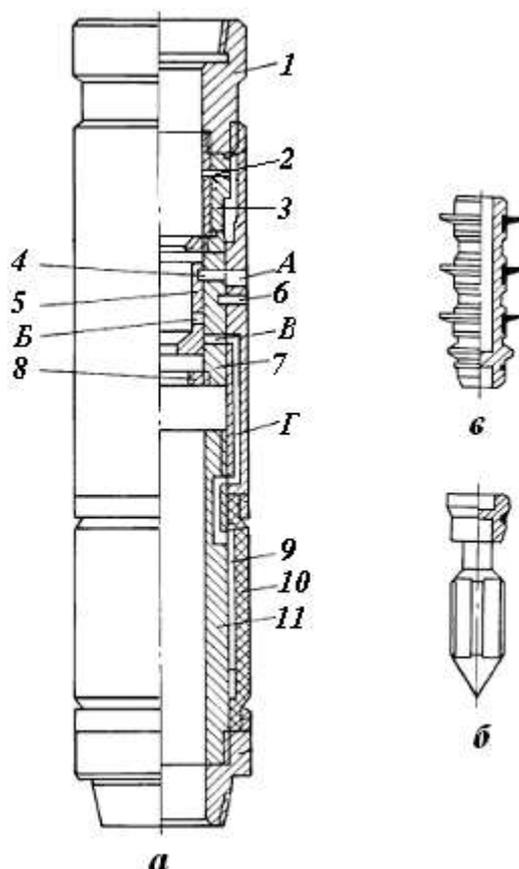


Рис. 6.7. Комплект пакера ПДМ:

а – пакер; *б* – нижняя пробка; *в* – верхняя пробка; 1 - верхний переводник; 2, 4, 6 - срезные штифты; 3 – верхняя подвижная втулка; 5 – нижняя подвижная втулка; 7 – средняя подвижная втулка; 8 – упорное кольцо; 9 – кольцевая полость; 10 – резиноканевый уплотнитель; 11 – корпус пакера.

При этом герметично закрывается отверстия *B* и открываются циркуляционные отверстия *A*. Через отверстия *A* в последующем происходит промывка затрубного пространства и закачивание цементного раствора второй ступени. Верхняя разделительная пробка (рис. 6.7, *в*), движущаяся на границе цементного раствора второй ступени и продавочного раствора, садится на седло верхней подвижной втулки *3* и после срезания штифта *2* сдвигает ее вниз, закрывая циркуляционные отверстия *A*.

Место установки муфты ступенчатого цементирования (пакера ПДМ) определяется в зависимости от причины выбора этого способа цементирования, конкретных геолого-технических условий крепления скважины. В тех случаях, когда в разрезе скважины имеются поглощающие пласты, продуктивные пласты с низкими давлениями гидроразрыва, муфты и пакеры устанавливаются выше кровли этих пластов (на расстоянии до 200 м). Во всех случаях цементировочные муфты следует размещать против устойчивых непроницаемых пород.

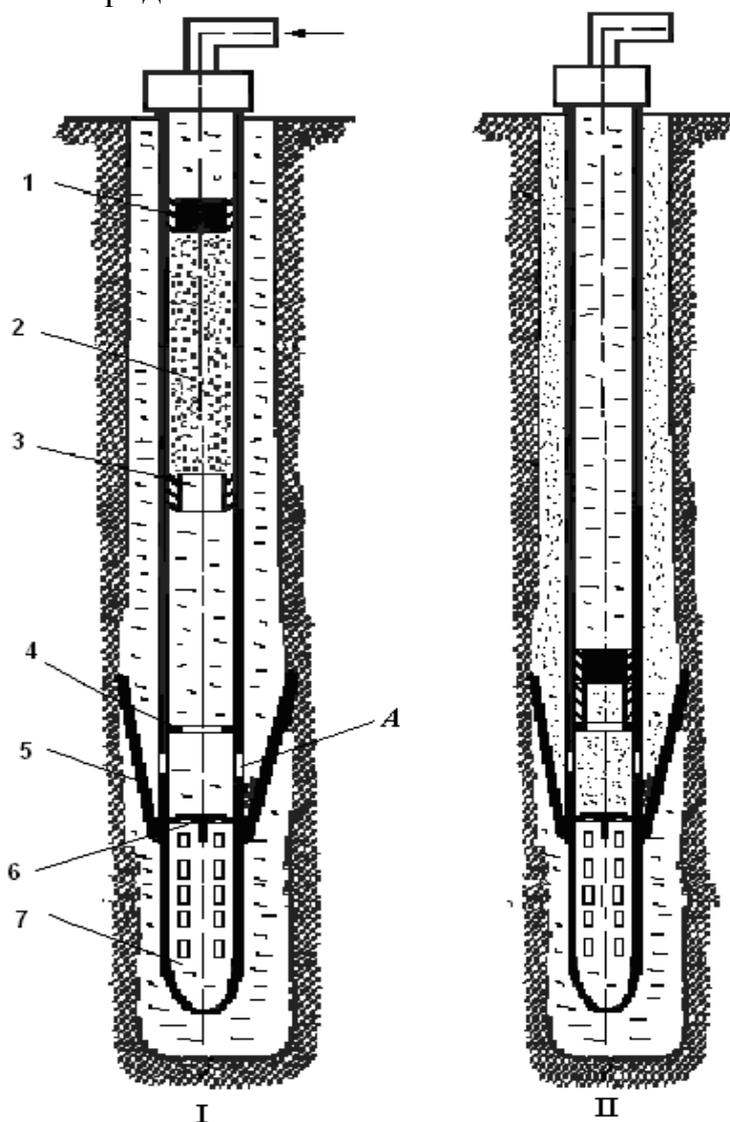


Рис. 6.8. Схема манжетного способа цементирования:

I – продавка цементного раствора по столу обсадной колонны; II – конец продавки цементного раствора в затрубное пространство; 1 – верхняя разделительная пробка; 2 – цементный раствор; 3 – нижняя разделительная пробка; 4 – упорное кольцо «стоп»; 5 – манжета; 6 – прямой клапан; 7 – фильтр; *A* – циркуляционные отверстия.

Манжетное цементирование обсадной колонны применяют при необходимости предупредить загрязнение ПЗП цементным раствором.

На рис. 6.8. представлена схема манжетного цементирования с прямым клапаном, упорным кольцом «стоп» и двумя разделительными пробками. Чаще манжетное цементирование осуществляют с применением цементировочной муфты МСЦ или пакера ПДМ. (рис. 6.8). Манжета (резино-металлическая, брезенто-металлическая) или пакер ПДМ устанавливаются над кровлей продуктивного пласта служат для предотвращения осаждения тампонажного раствора.

Разновидность этого способа – селективно-манжетное цементирование (рис. 6.9). При этом способе цементируются интервалы, расположенные ниже и выше продуктивного пласта. Сам пласт не загрязняется цементным раствором.

В качестве пакерующих устройств используют цементировочные муфты с проходными пробками, которые после операции цементирования не разбираются, а проталкиваются колонной труб НКТ на забой скважины.

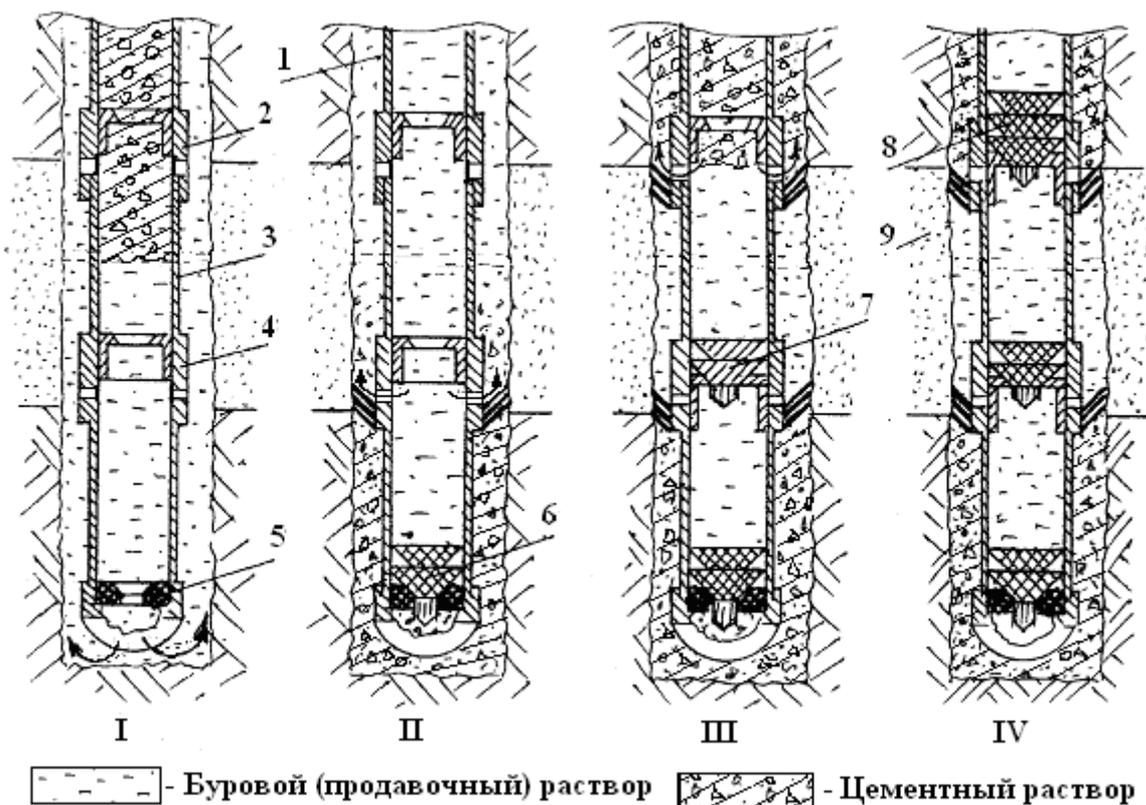


Рис. 6.9. Схема селективно-манжетного способа цементирования:

I – закачка цементного раствора первой ступени;

II – пакеровка нижнего пакера, открытие циркуляционных отверстий нижнего пакерующего устройства и промывка затрубного пространства;

III – пакеровка верхнего пакера, открытие циркуляционных отверстий верхнего пакерующего устройства и закачка цементного раствора второй ступени;

IV – закрытие циркуляционных отверстий верхнего пакерующего устройства.

1 – эксплуатационная колонна; 2 – верхнее пакерующее устройство; 3 – управляемый фильтр; 4 – нижнее пакерующее устройство; 5 – упорное кольцо «стоп»; 6, 7, 8 – нижняя эластичная, промежуточная и верхняя разделительные пробки; 9 – продуктивный пласт.

Недостаточная надежность срабатывания цементировочных муфт и пакеров сдерживает широкое использование ступенчатого и манжетного способов цементирования обсадных колонн. Кроме того, часто наблюдается отсутствие цемента в интервале стыковки нижней и верхней ступеней, что снижает качество крепления скважин.

Обратные способы цементирования предполагают закачку тампонажного раствора в затрубное пространство обсадной колонны с устья скважины. При этом буровой раствор вытесняется из скважины через обсадную колонну или технологическую колонну (рис. 6.10).

Этот способ используется для проведения этого способа в компоновку обсадной колонны может включаться управляемый обратный клапан, который открывается и закрывается путем нагрузки или разгрузки на него технологической колонны (НКТ). Сущность метода заключается в том, что тампонажный раствор закачивается в межтрубное пространство обсадных колонн через подпревенторные выкидные линии. При движении тампонажного раствора по затрубному пространству происходит довольно значительное перемешивание его фронтальной части с вытесняемым буровым раствором. Эта перемешанная часть бурового и тампонажного раствора выдавливается через открытый обратный клапан в обсадную или технологическую колонну.

После закачки расчетного объема тампонажного раствора приподнимают технологическую колонну, обратный клапан закрывается и тампонажный раствор, зашедший в обсадную или технологическую колонну, вымывается прямым или обратным способом.

Для осуществления обратного способа цементирования с циркуляцией тампонажного раствора заранее готовится его дополнительный объем, равный объему технологической колонны и технологической емкости, устанавливаемой на выходе раствора из технологической колонны (3-8 м³). После сброса перемешанной части тампонажного раствора из технологической колонны, выходящий раствор направляется в технологическую емкость, из которой забирается ЦА и вновь закачивается в затрубное пространство колонны. Циркуляция тампонажного раствора, так же как и при прямом методе цементирования, осуществляется до тех пор, пока не стабилизируется его уровень в технологической емкости (прекращение поглощения) или до безопасно возможного времени с точки зрения загустевания и схватывания раствора.

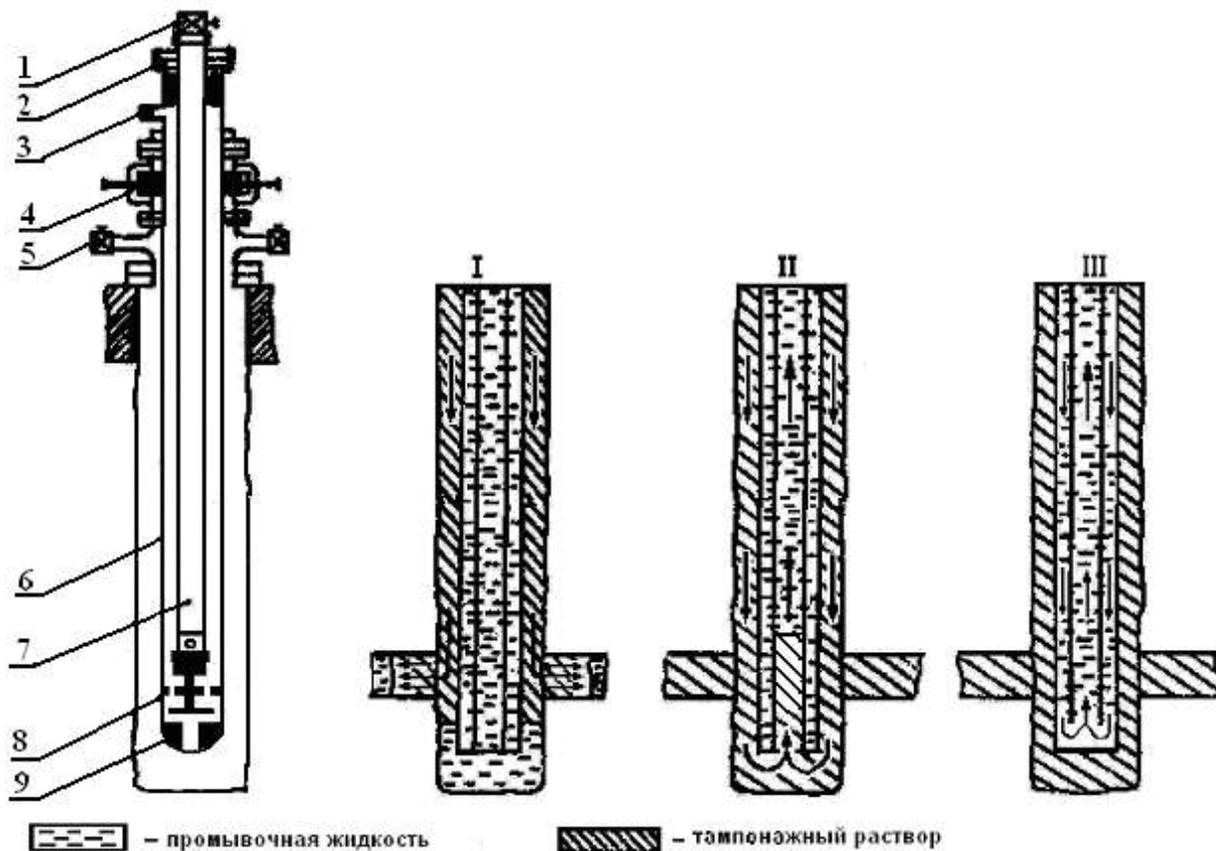


Рис. 6.10. Схема обратного способа цементирования с управляемым обратным клапаном:
 I – Закачка тампонажного раствора в затрубное пространство; II – продавливание первой порции тампонажного раствора в технологическую колонну; III – промывка технологической колонны; 1- цементировочная головка; 2 – ротор; 3 – ввод в межтрубное пространство; 4 – превентор; 5 – подпревенторные линии; 6 – обсадная колонна; 7 – технологическая колонна; 8 – управляемый обратный клапан; 9 – башмак.

В тех случаях, когда в разрезе скважины имеется пласт с высокой поглощающей способностью, расположенный в средней и верхней его части, высокая эффективность разобщения пластов достигается при комбинированном способе цементирования (метод встречных потоков). Схема способа приведена на рис. 6.11.

Он может осуществляться как с разрывом во времени, так и без него. При этом способе цементирования нижняя часть затрубного пространства обсадной колонны (от башмака до подошвы поглощающего пласта) заполняется тампонажным раствором через башмак колонны в том же порядке, как и при прямом одноступенчатом методе цементирования.

Вторая часть тампонажного раствора для цементирования участка колонны от поглощающего пласта до устья скважины закачивается в затрубное пространство с устья. При этом буровой раствор вытесняется в поглощающий пласт. В первую порцию этой части тампонажного раствора могут вводить инертные наполнители снижающие поглощающую возможность пласта. В этом случае, если планируется вести процесс без разрыва во времени, порядок закачки растворов рассчитывают так, чтобы тампонажные растворы первой и второй ступени встретились в затрубном пространстве на уровне поглощающего пласта.

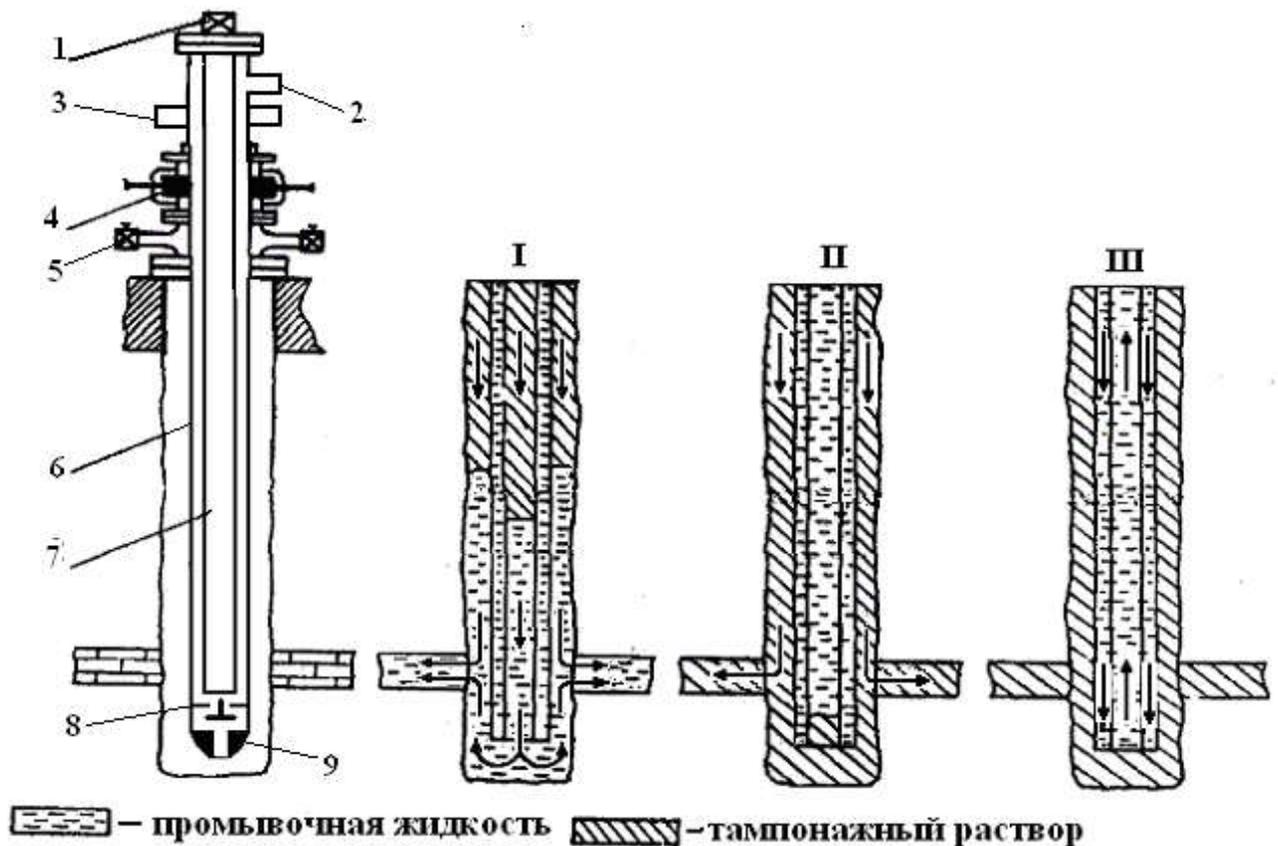


Рис. 6.11. Схема способа цементирования встречными потоками:

I – закачка тампонажного раствора в технологическую колонну и в затрубное пространство; II – продавка цементного раствора в поглощающий пласт; III – промывка технологической колонны; 1 – цементировочная головка; 2 – ввод в межтрубное пространство; 3 – ротор; 4 – превентор; 5 – подпревенторные линии; 6 – обсадная колонна; 7 – технологическая колонна; 8 – обратный клапан; 9 – башмак.

При осуществлении комбинированного способа цементирования с разрывом во времени, после закачки нижней порции тампонажного раствора прямым методом дают возможность ему загустеть и лишь после этого ведут закачку второй порции тампонажного раствора обратным методом.

Для выбора способа цементирования обсадной колонны можно использовать схему, которую разработали сотрудники ПермНИПИнефть [24], в основу ее положены наличие или отсутствие зон поглощений и их интенсивность. Эта схема приведена на рис. 6.12.

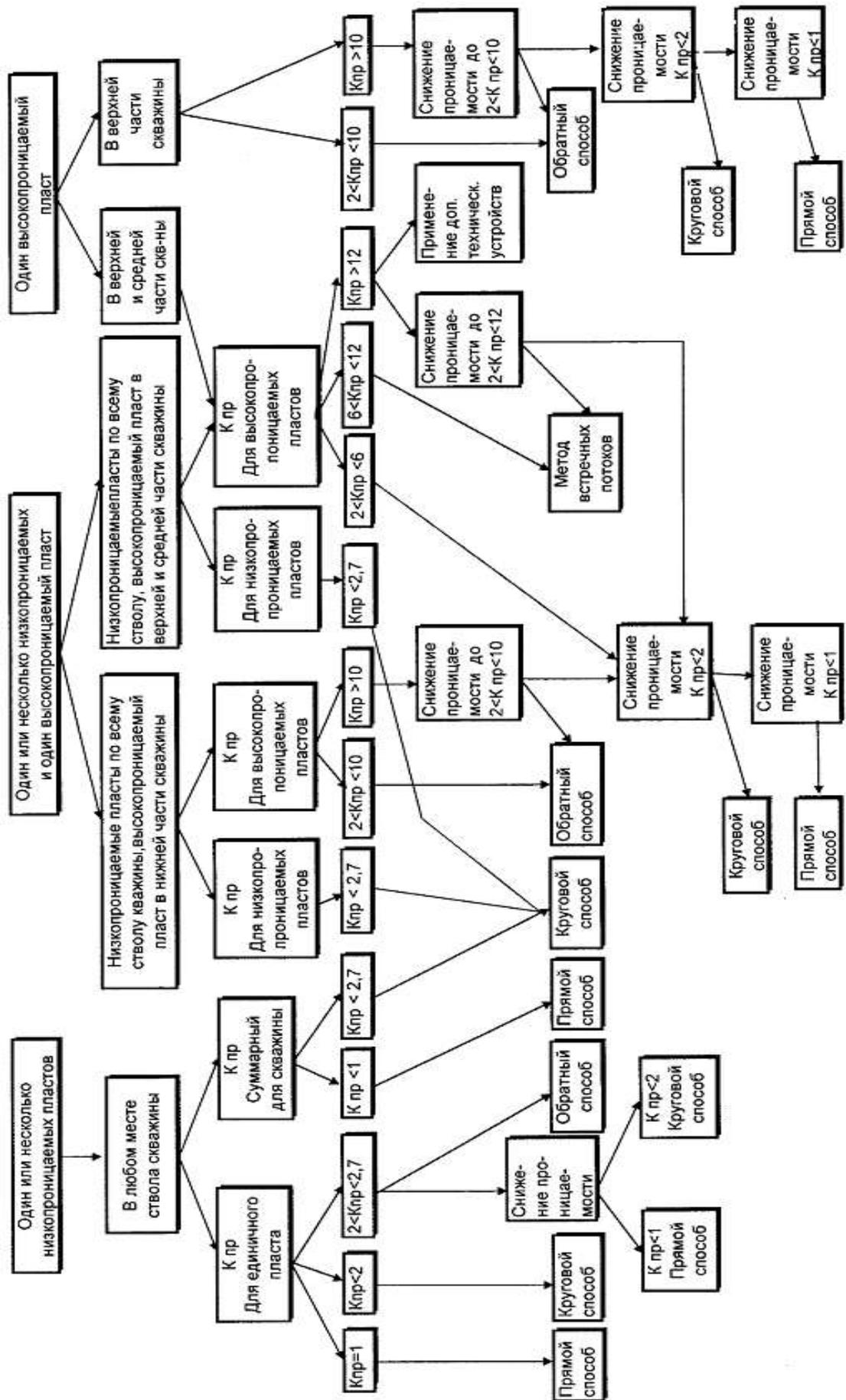


Рис. 6.12. Рекомендации по выбору способа цементирования обсадных колонн в зависимости от расположения проницаемых пластов в стволе скважины и величины остаточной проницаемости

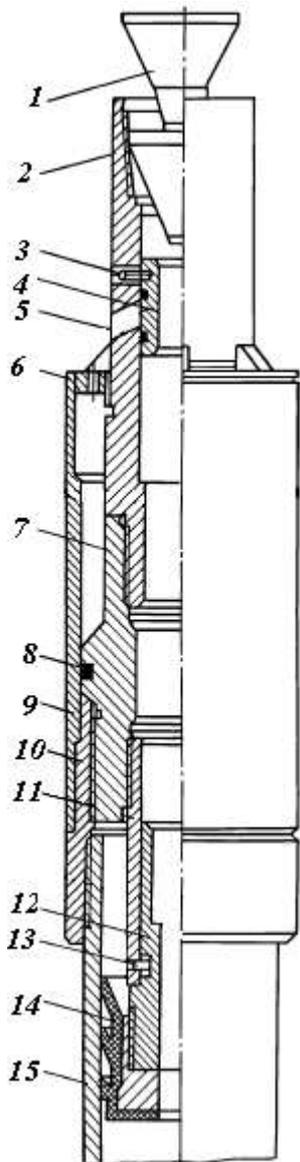


Рис. 6.13. Резьбовой разъединитель для подвески хвостовиков и нижних секций обсадных колонн:

1 – верхняя эластичная пробка; 2- удлинитель; 3, 13 - срезные штифты; 4 – запорная втулка; 5 – циркуляционные отверстия; 6 - крышка; 7 – ниппель разъединителя; 8 – манжета; 9 – раструб разъединителя; 10 – муфта разъединителя; 11 – левая резьба; 12 – седло; 14 – нижняя разделительная пробка; 15 – обсадная труба.

Спуск в скважину и цементирование хвостовиков и нижних секций обсадных колонн осуществляется с использованием бурильной колонны, которая соединяется с обсадными трубами специальным разъединителем, позволяющим производить в необходимый момент времени промывку скважины. Схема резьбового разъединителя показана на рис. 6.13.

Закачка и продавка цементного раствора осуществляется прямым методом через бурильную и обсадную колонну. Для разделения тампонажного и продавочного растворов используется составная разделительная пробка. Нижняя часть пробки крепится сверху хвостовика, а верхняя часть пробки движется по бурильной колонне. После сдвигения этих частей по обсадной колонне (хвостовику) уже движется составная пробка как одно целое.

После посадки составной пробки на упорное кольцо или обратный клапан открывают циркуляционные отверстия 5 в разъединителе (рис. 6. 13). Для этого внутри бурильной колонны сбрасывают шар, который садится на втулку 4 и после срезания штифта 3 сдвигает ее вниз. В некоторых конструкциях разъединителей циркуляционные отверстия открываются под действием импульса давления, возникающего при посадке разделительных пробок на «стоп» кольцо. Открытие циркуляционных отверстий позволяет вымыть из затрубного пространства излишки тампонажного раствора, поднявшегося выше разъединителя. Хвостовик на ОЗЦ оставляют в подвешенном к бурильной колонне состоянии, или опирают на специальное подвесное устройство, заранее установленное в нижней части предыдущей обсадной колонны.

После ОЗЦ или подвески хвостовика бурильную колонну от него отсоединяют посредством разъединителя (левая резьба 11) и извлекают из скважины.

6.2. Факторы, влияющие на качество цементирования.

Качество разобщения пластов при цементировании обсадных колонн зависит от нескольких групп факторов:

- состояние ствола скважины,
- технологическая оснастка обсадных колонн,
- состав и свойства тампонажного материала,
- способ цементирования,
- режим замещения бурового раствора тампонажным,
- использование буферной жидкости,
- использование дополнительных технических средств для герметизации заколонного пространства,
- продолжительности и режима ОЗЦ.

Осложненное состояние ствола скважины (наличие каверн, сужений, зон поглощений, глинистая корка на стенках скважины) ухудшает качество цементирования, т.к. не обеспечивается полного вытеснения бурового раствора, недоподъемы его до проектной высоты, не достигается плотных контактов цементного камня со стенками скважины.

Для более полной подготовки ствола скважины к цементированию необходимо проводить его проработку, исследовать его поглощающую способность, при необходимости должны быть предварительно проведены изоляционные работы. Глинистая корка со стенок скважины должна удаляться во время промывок или в ходе цементирования колонны с ее расхаживанием.

Использование технологической оснастки на наружной поверхности колонны (центраторы, турбулизаторы, скребки) существенно повышает качество цементирования за счет более полного и равномерного замещения бурового раствора в кавернах, местах искривлений ствола скважины, обеспечивает повышение плотности контакта цементного камня со стенками скважины.

Правильный выбор типа и регулирование свойств тампонажного раствора-камня также повышают качество крепления скважин. Наиболее важное значение для изолирующей способности цементного камня имеют соответствие тампонажного материала температурным условиям скважины, коррозионной устойчивостью камня в соответствующих агрессивных средах. Важное значение имеют также реологические характеристики тампонажных растворов - их сроки загустевания и схватывания, водоудерживающая способность, отсутствие усадочных явлений или расширение при твердении.

Повышению качества цементирования способствует применение растворов, которые после завершения цементирования быстро (в течение 20-40 минут) загустевают и схватываются. В этом случае в цементном растворе не происходят процессы седиментации, суффозии и усадки. Иногда для достижения этой цели тампонажный раствор не сразу после затворения закачивается в скважину, а некоторое время (1-1,5 часа) перемешивается на поверхности в специальной емкости.

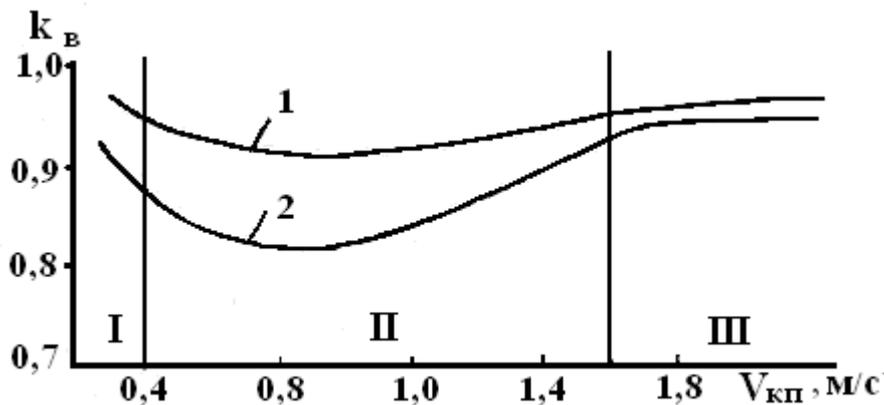


Рис. 6.14. Зависимость коэффициента вытеснения (k_B) буровых растворов от скорости течения цементного раствора ($V_{кп}$):

- вытесняемая жидкость: 1 — техническая вода; 2 — глинистый раствор;
- режимы течения: I- структурный; II — переходный; III — турбулентный.

Перед производством цементировочных работ в скважине не более чем за 5 суток должен проводиться лабораторный анализ тампонажного раствора-камня.

Особую роль в обеспечении качества цементирования обсадных колонн играет режим движения тампонажного раствора по затрубному пространству в период замещения бурового раствора.

Многими исследованиями [7, 17, 20, 23] установлено, что наиболее полное вытеснение бурового раствора тампонажным происходит при структурном и турбулентном режимах движения жидкостей (рис. 6.14).

При этом считается [20], что при эксцентричном расположении обсадной колонны в скважине наиболее эффективен структурный (пробковый) режим течения (скорость восходящего потока менее 0,40 м/с), а при центричном расположении колонны — турбулентный режим (скорость восходящего потока не менее 1,5-2,0 м/с).

В том случае, если обсадная колонна прилегает к стенке скважины, то полного замещения бурового раствора тампонажным практически невозможно при любом режиме движения жидкости.

Критическую скорость движения тампонажного раствора, при котором начинается турбулентный режим движения тампонажного раствора можно рассчитать по формуле:

$$v_{кр} = 0,25 \sqrt{10 \tau_{0цр} / \rho_{ц}} \text{ , м/с}$$

Для более полного замещения бурового раствора тампонажным желательно, чтобы основные их параметры находились в соотношениях:

$$\begin{aligned} \rho_{ц} - \rho_{р} &\geq 250 \text{ кг/м}^3 \\ \tau_{0цр} / \tau_{0бр} &\geq 1,5 \div 2,0 \end{aligned}$$

В этих выражениях:

$\rho_{ц}$ и $\rho_{р}$ - соответственно плотность цементного и бурового раствора,

$\tau_{0цр}$ и $\tau_{0бр}$ - соответственно динамическое напряжение сдвига цементного и бурового раствора,

В наклонных и горизонтальных участках скважин замещение бурового раствора цементным наиболее затруднительно. По данным А.И. Булатова [5] при наклоне ствола скважины в 30^0 даже при скорости восходящего потока 3 м/с полнота вытеснения бурового раствора не превышает 70%, а при скорости восходящего потока 0,4-0,7 м/с - не превышает 40%.

Использование центраторов, турбулизаторов, буферных жидкостей, расхаживания обсадной колонны в процессе цементирования позволяет повысить полноту замещения бурового раствора.

На полноту замещения бурового раствора оказывают также влияние буферные жидкости, которые закачиваются при цементировании обсадной колонны перед тампонажным раствором. Они позволяют отделять буровой и тампонажный растворы, увеличивать полноту замещения бурового раствора, удалять корку и пленки со стенок скважины и обсадной колонны.

Классификация буферных жидкостей приведена на рис. 6.15.

Разделяющие буферные жидкости предотвращают коагуляционные явления (загущение) при смешивании бурового и тампонажного растворов, особенно когда используются утяжеленные буровые растворы. Также буферные жидкости должны характеризоваться повышенной вязкостью, а иногда и вязко-упругие составы (ВУС).

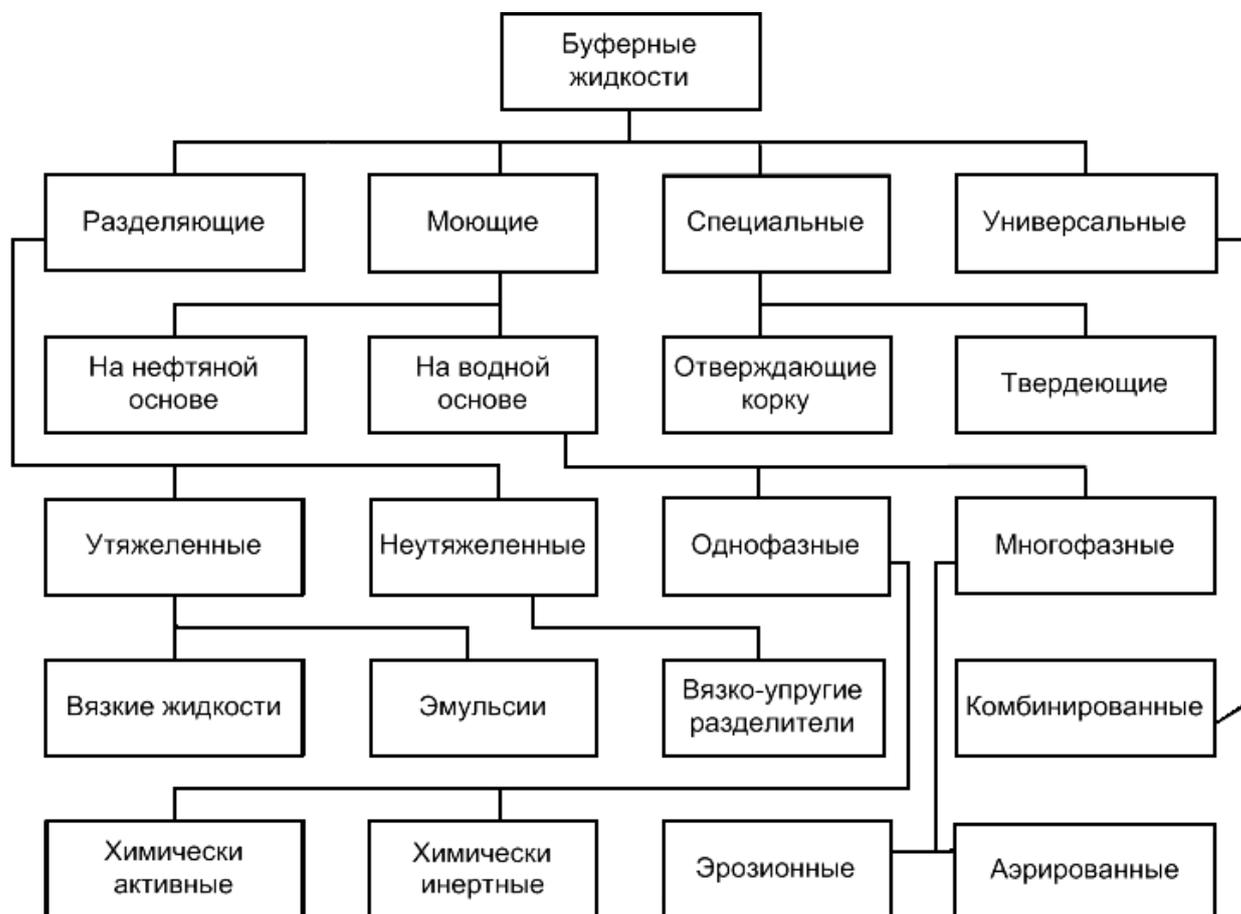


Рис. 6.15. Классификация буферных жидкостей

Моющие буферные жидкости - маловязкие жидкости на водной или углеводородной основе плотностью обычно до 1300 кг/м³. В качестве таких жидкостей используют водные растворы ПАВ (сульфонол, дисольван), водные растворы КМЦ, КССБ, карбоната натрия, гипана, жидкости на основе дизельного топлива с ПАВ, эмульсии.

Универсальные буферные жидкости - это многокомпонентные системы, выполняющие несколько функций. Они могут содержать вещества с тампонирующими и кольматирующими свойствами.

Специальные буферные жидкости - это химически активные жидкости, способные отверждать глинистую корку или сами отверждаться при определенных условиях (полимерные составы, водные растворы Al₂(SO₄)₃ и другие.

Объем буферной жидкости должен обеспечивать надежное разделение бурового и тампонажного растворов в процессе цементирования, для чего необходимо создавать в затрубном пространстве столб буферной жидкости высотой не менее 150 – 200 м. Исходя из этого условия рассчитывается минимальный объем буферной жидкости - $V_{БЖmin}$.

Если плотность буферной жидкости меньше плотности бурового раствора, то при выходе ее в затрубное пространство могут возникнуть условия для нефтегазопроявления. Из условия предотвращения этого явления максимальная высота столба буферной жидкости в кольцевом пространстве должна быть не более:

$$h_{БЖmax} = \frac{\rho_p g H_{Пл} - 10^6 k_p P_{Пл}}{g (\rho_p - \rho_{бж})}$$

Исходя из этого условия рассчитывается максимальный объем буферной жидкости.

6.3. Организация процесса цементирования обсадных колонн.

Для обеспечения процесса цементирования составляется план, в котором на основании расчетов приводятся объемы всех закачиваемых жидкостей, их состав, порядок приготовления и параметры, режимы закачки растворов, количество и типы цементировочного оборудования, схема его обвязки.

Рецептура тампонажного раствора разрабатывается заранее и не позднее, чем за 5 суток должен быть проведен лабораторный анализ исследования тампонажного материала, что подтверждается актом.

Необходимые материалы и цементировочная техника должны быть доставлены на буровую заблаговременно. Тампонажные материалы загружаются в бункеры смесительных машин, они обвязываются с цементировочными агрегатами согласно выбранной схеме.

На рис. 6.16 представлена одна из схем обвязки цементировочного оборудования при использовании блока манифольда БМ-700, осреднительной емкости УСО и станции контроля цементирования СКЦ-2М.

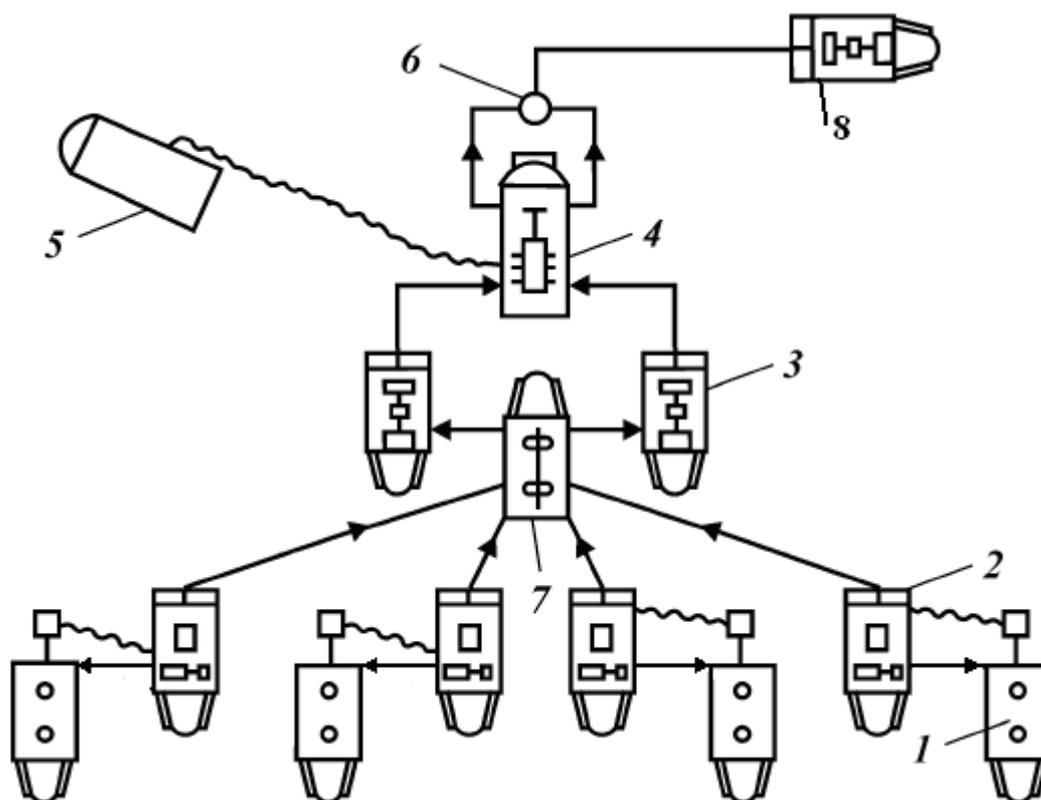


Рис. 6.16. Схема обвязки цементировочного оборудования при использовании осреднительной емкости:

1 – цементосмесительные машины; 2 – цементировочные агрегаты, участвующие в приготовлении цементного раствора; 3 – цементировочные агрегаты, участвующие в закачке цементного раствора в обсадную колонну; 4 – блок манифольда; 5 – станция контроля цементирования; 6 – цементировочная головка; 7 – осреднительная емкость; 8 – цементировочный агрегат для выдвигания разделительной пробки из цементировочной головки и посадки ее на «стоп» кольцо.

Перед началом цементирования руководитель работ (ответственный работник бурового предприятия) проводит инструктаж всех участников цементирования - указывает последовательность и объемы приготовления буферной жидкости, тампонажных растворов, продавочной жидкости, режимы закачки, последовательность ввода агрегатов в работу, предельные давления и т.п.

Контроль процесса цементирования должен осуществляться с использованием станции СКМ-2М, которая позволяет фиксировать плотность закачиваемого раствора, интенсивность закачки, давление и суммарный объем закаченных жидкостей. Кроме того, в пунктах затворения с помощью лабораторных приборов контролируют плотность и консистенцию тампонажных растворов. Это позволяет оперативно изменять подачу жидкости затворения и тампонажного материала при затворении тампонажного раствора для приведения его параметров до значений, которые соответствуют плану.

После закачки тампонажного раствора в цементировочной головке освобождают верхнюю разделительную пробку, продавливают ее в обсадную колонну (агрегат № 8 на рис. 6.16), промывают выкидные линии ЦА от

остатков цементного раствора и начинают закачивать продавочную жидкость. По мере выхода тампонажного раствора в затрубное пространство давление на цементирующей головке растет, что вынуждает переключать ЦА на пониженные скорости (передачи) работы. Для предотвращения гидравлического удара при посадке разделительной пробки на упорное кольцо или обратный клапан последние 1-2 м³ продавочной жидкости закачивают одним ЦА (№ 8 на рис. 6.16) на пониженной скорости работы.

В момент посадки пробки на упорное кольцо давление в колонне резко повышается, что свидетельствует об окончании процесса цементирования.

В том случае, когда после закачки расчетного объема продавочной жидкости сигнала «стоп» не получено (отсутствует скачек давления) допускается закачать еще продавочную жидкость в объеме, равном объему колонны от «стоп» кольца (обратного клапана) до отметки, которая выше башмака колонны на 3 – 5 м. [13].

После окончания процесса цементирования давление на цементирующей головке плавно стравливают и фиксируют объем вышедшей из колонны продавочной жидкости. Если обратный клапан в составе обсадной колонны работает, то выход продавочной жидкости из колонны вскоре прекращается. Колонну оставляют на ОЗЦ без давления. Если при стравливании давления выход продавочной жидкости из колонны не прекращается (обратный клапан не работает), то вышедший объем продавочной жидкости вновь закачивают в колонну и оставляют ее на ОЗЦ под давлением, величина которого контролируется. При возрастании давления в колонне до опасных для обсадных труб значений его стравливают путем выпуска части продавочной жидкости.

Время ОЗЦ выбирают в зависимости от типа тампонажного раствора и назначения обсадной колонны. Обычно время ОЗЦ для кондукторов и технических колонн 16-24 часа, для эксплуатационных колонн - 24-48 часов.

Теоретическая динамика давлений на устье и забое скважины при прямом одноступенчатом методе цементирования обсадной колонны приведена на рис.

Приведенные диаграммы соответствуют частному случаю, когда объем цементного раствора ($V_{цр}$) больше объема колонны (V_k), а разница гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве при полном заполнении колонны тампонажным раствором ($V_{гст}$) больше суммы гидродинамических потерь давления в трубах и кольцевом пространстве ($V_{гд}$). В качестве продавочной жидкости использован буровой раствор.

Из приведенных диаграмм следует, что давление на устье скважины (цементирующей головке) при закачке цементного раствора может снизиться до нуля, может наступить даже вакуум. На забой и стенки скважины максимальное давление возникает в конце цементирования.

6.4. Осложнения при цементировании скважин.

При цементировании обсадных колонн могут возникнуть следующие виды осложнений:

- поглощения бурового и тампонажного растворов,
- резкое повышение давления в процессе цементирования,
- нефтегазопроявления, перетоки и грифообразования,
- оголение башмака колонны и др.

Анализ состояния крепления скважин в нефтегазодобывающих районах РФ показывает [17], что наибольшее количество осложнений связано с недоподъемом тампонажного раствора (25-39%), оставлением в обсадной колонне большого цементного стакана (5-11%), негерметичностью обсадных колонн (6-15%), обводнениям при освоении и заколонными перетоками (8-21%), флюидопроявлениями (3-5%), разрывом сплошности цементного камня при частичных поглощениях и применении специальных методов цементирования (12-20%), неоднородностью по плотности цементного камня при наличии в продуктивной толще разнонапорных пластов (60-80%).

Поглощения происходят вследствие возникновения высоких давлений в процессе цементирования на стенки скважины в интервалах пластов с низкими давлениями ГРП.

Причины повышения давления в скважине могут быть следующие:

- неправильный выбор плотности тампонажного раствора,
- неправильный выбор режима цементирования (скорости движения жидкостей),
- неправильный выбор способа цементирования,
- образование в затрубном пространстве трудно прокачиваемых пробок (обезвоживание тампонажного раствора на контакте с высоко проницаемыми стенками скважины, которое возможно при использовании растворов с высоким показателем фильтрации, его смешивание с буровым раствором, преждевременное загустевание и схватывание цементного раствора).

Приведенные здесь причины резкого повышения давления при цементировании могут вызвать не только гидроразрыв пластов, но и остановку процесса цементирования из-за опасности порыва обсадной колонны или недостаточной мощности цементировочных агрегатов. Следствием этого будут - оставление большого объема тампонажного раствора в обсадной колонне, его недоподъем до проектной высоты, необходимость проведения ремонтного цементирования.

Меры предупреждения поглощения растворов при цементировании обсадных колонн сводятся в обязательной опрессовке ствола скважины на давления, которые могут возникнуть в конце цементирования, правильном выборе состава и свойств тампонажных растворов, контроле за параметрами раствора в период его приготовления, использовании буферных жидкостей, выборе способа цементирования, соответствующего условиям крепления скважины. Важно произвести предварительные изоляционные работы в интервалах поглощающих пластов с целью повышения герметичности, прочности и устойчивости ствола до технологически требуемого уровня в

конкретных геолого-технических условиях.

Нефтегазопроявления, перетоки и грифонообразования возможны при снижении давления в скважине ниже пластовых, особенно в случаях АВПД. Этому способствуют снижение порового давления в твердеющем цементном тесте вследствие явлений контракции, суффозия тампонажного раствора - камня, усадочные явления, наличие корок на стенках скважины, низкая степень замещения бурового раствора.

Для предотвращения этого вида осложнений необходимо использовать тампонажные растворы, обеспечивающие достаточное противодействие на продуктивные пласты. При цементировании должны создаваться условия для высокой степени замещения бурового раствора тампонажным, удаления корок и пленок со стенок скважины и обсадной колонны. В этих условиях целесообразнее использовать двухступенчатый способ цементирования с разрывом во времени.

Тампонажные растворы должны характеризоваться высокой тампонирующей способностью, низким водосодержанием, высокой седиментационной устойчивостью, сокращенными сроками загустевания и схватывания. Образующийся цементный камень должен быть безусадочным или расширяющимся.

Для повышения надежности разобщения пластов и герметизации затрубного пространства часто при креплении газовых скважин и скважин, в разрезах которых имеются зоны с АВПД, используют дополнительные технические средства - заколонные пакеры (ППГ, ПДМ и другие), манжеты зонтичного типа для образования зон консолидации (уплотненных зон) цементного камня.

Такой вид осложнения, как оголение башмака колонны при цементировании возможен из-за неправильного расчета объемов тампонажного и продавочного растворов, отказ от использования разделительных пробок, их негерметичность и т.п.

6.5. Методика расчета цементирования обсадных колонн

При расчёте цементирования следует выбрать типы тампонажных материалов для различных интервалов цементирования с учётом рекомендаций [12], определить расход материалов, обосновать виды и объемы буферной и продавочной жидкостей, максимальное давление в конце цементирования, выбрать тип и рассчитать число цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин, обосновать схему расстановки цементировочной техники, оценить продолжительность цементирования.

Ниже приведена методика расчета цементирования обсадной колонны прямым одноступенчатым методом.

Расчет расхода материалов для цементирования обсадной колонны

Объем необходимого тампонажного раствора определяется исходя из объема цементируемого затрубного пространства и цементного стакана, оставляемого в обсадной колонне (рис. 6.17).

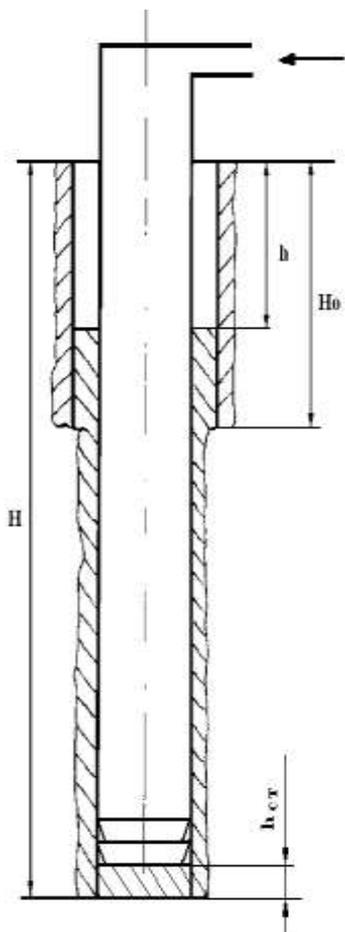


Рис. 6.17. Расчетная схема

Расход материалов и химреагентов для приготовления тампонажного раствора определяется исходя из его рецептуры.

Расход тампонажного цемента (смеси) для приготовления 1 м³ цементного раствора заданной плотности и водоцементного (водотвердного) отношения определится как:

$$q = \frac{\rho_{\text{цр}}}{1 + m}, \text{ кг/м}^3$$

Следует помнить, что тампонажные растворы «нормальной» плотности получают при $m = 0,45 - 0,50$, утяжеленные - при $m = 0,30 - 0,45$, облегченные - при $m = 0,70 - 1,20$.

Общая масса сухого тампонажного материала (смеси) – $G_{\text{Т}}$, необходимого для приготовления заданного объема тампонажного раствора составит:

$$G_{\text{Т}} = k_{\text{ц}} q V_{\text{цр}} \cdot 10^{-3}$$

где $k_{\text{ц}}$ - коэффициент, учитывающий потери цемента (смеси) при погрузочно - разгрузочных работах и при приготовлении тампонажного раствора (принимают равным 1,03 - 1,05).

Объем воды для затворения тампонажного материала:

$$V_{\text{в}} = k_{\text{в}} m G_{\text{Т}}, \text{ м}^3,$$

где $k_{\text{в}}$ - коэффициент, учитывающий потери жидкости затворения при приготовлении цементного раствора (принимают равным 1,05 - 1,10).

Количество химических реагентов для регулирования свойств цементного раствора и цементного камня задается в рецептуре обычно в процентном отношении к массе сухого цемента. Тогда общий расход (масса) химического реагента для приготовления всего объема тампонажного раствора составит:

$$G_{\text{Р}} = n \cdot G_{\text{Т}}, \text{ т},$$

где n - доля добавки (реагента) к массе цемента.

В случае необходимости, для снижения плотности тампонажного раствора, в него вводят облегчающие добавки (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Плотность материалов, применяемых
для приготовления тампонажных растворов

Вид материала	Плотность, кг/м ³
Портландцемент	3100 - 3200
Кварцевый песок	2600 - 2700
Известняк	2700 - 2900
Мел	2600 - 2800
Шлак металлургический доменный	2700 - 3200
Гипс	2200 - 2400
Диатомиит	2100 - 2500
Опока, трепел	2300 - 2700
Зола ТЭЦ	2000 - 2100
Пемза	2400 - 2500
Гематит	4900 - 5100
Барит	4300 - 4400
Титановый концентрат	4500 - 5300
Шлак производства ферротитана	3500 - 3700
Глинопорошок	2300 - 2700
Глиеж	2600 - 2700
Резиновая крошка	1300 - 1400
Хроматный шлам	2700 - 2900
Керамзитовая пыль	2500 - 2700

При использовании в качестве облегчающей добавки глинопорошка его доля в сухой тампонажной смеси не должна превышать 0,15 - 0,20 (15 - 20%). В противном случае резко снижаются прочностные показатели цементного камня и его коррозионная стойкость.

Объем продавочной жидкости составит:

$$V_{пр} = k_{сж} 0,785 D_B^2 (H - h_{ст}), \text{ м}^3,$$

В этом выражении учитывается за D_B принимается средневзвешенный по длине внутренний диаметр обсадной колонны.

Цементирование обсадных колонн большого диаметра иногда проводится при подаче цементного раствора к башмаку колонны через специальную технологическую (заливочную) колонну из бурильных труб. Это позволяет ускорить процесс продавки цементного раствора в затрубное пространство и уменьшить зону смешения его с буровым раствором. В этом случае объем продавочной жидкости определяется объемом технологической колонны.

Гидравлический расчет цементирования обсадной колонны прямым одноступенчатым методом

Цель расчета - выбор цементировочной техники, режимов ее работы на отдельных этапах цементирования, определение продолжительности цементирования, проверка ствола скважины на гидроразрыв.

Тип цементировочных агрегатов выбирают по максимальному давлению, которое будет на устье в конце цементирования (продавка цементного раствора в затрубное пространство при прямом одноступенчатом методе):

$$P_{\text{МАХ}} = P_{\text{СТ}} + P_{\text{ДИН}}$$

где $P_{\text{СТ}}$ - разница гидростатического давления в затрубном пространстве и в колонне обсадных труб при конечном положении уровня цементного раствора в затрубном пространстве (см. расчетную схему - рис. 6.16);

$P_{\text{ДИН}}$ – суммарные гидравлические потери, возникающие в трубах и затрубном пространстве при закачке продавочной жидкости в конце цементирования.

Гидростатическая составляющая давления (с учетом буферной жидкости в затрубном пространстве) может быть рассчитана следующим образом:

$$P_{\text{СТ}} = 10^{-6} g [(\rho_{\text{бж}} - \rho_{\text{пр}}) h_{\text{бж}} + (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{пр}})(h - h_{\text{бж}}) + (\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{пр}})(H - h - h_{\text{ст}})]$$

Если при цементировании колонны используются разные по плотности цементные растворы, то при расчете $P_{\text{СТ}}$ за $\rho_{\text{цр}}$ необходимо брать плотность цементного раствора осредненную по длине интервала цементирования.

Гидродинамическое давление при цементировании обсадной колонны определяется потерями давления на преодоление гидравлических сопротивлений в трубах, кольцевом пространстве и в обвязке устья:

$$P_{\text{ДИН}} = P_{\text{ТР}} + P_{\text{КП}} + P_{\text{ОБ}},$$

Величина потерь давления в обвязке устья скважины при цементировании ($P_{\text{ОБ}}$) обычно составляет 0,5 - 1,0 МПа.

При турбулентном режиме течения жидкости потери давления в трубах и кольцевом пространстве составят:

$$P_{\text{ТР}} = 0,826 \lambda_{\text{т}} \rho_{\text{пр}} L Q^2 10^{-6} / D_{\text{В}}^5, \text{ МПа}$$

$$P_{\text{КП}} = 0,826 \lambda_{\text{кп}} \rho_{\text{цр}} L Q^2 10^{-6} / [(D_{\text{С}} - D_{\text{Н}})^3 (D_{\text{С}} + D_{\text{Н}})^2], \text{ МПа}$$

Здесь за Q принимается суммарная производительность цементировочных агрегатов, участвующих в продавке цементного раствора:

$$Q_{\Sigma} = 0,785 [(\alpha \cdot D_{\text{Д}})^2 - D_{\text{Н}}^2] w_{\text{кп}}, \text{ м}^3/\text{с},$$

В практических расчетах потерь давления в трубах и кольцевом пространстве значения коэффициентов гидравлических сопротивлений ($\lambda_{тр}$ и $\lambda_{кп}$) можно принимать равными 0,025 для воды и бурового раствора и 0,035 для цементного раствора [6, 7, 11, 13, 19].

Для обеспечения высокого качества замещения бурового раствора цементным в условиях недостаточно хорошего центрирования обсадной колонны и при наличии больших каверн рекомендуется турбулентный режим течения цементного раствора в затрубном пространстве [13, 20, 25].

При этом режиме скорость движения жидкости в кольцевом пространстве должна быть не ниже критической:

$$w_{кр} = 25\sqrt{\tau_0/\rho_{цр}}, \text{ м/с,}$$

где τ_0 - динамическое напряжение сдвига цементного раствора (10 - 40 Па);

В соответствие с [6, 24, 25], скорость движения жидкости в кольцевом пространстве должна быть не менее 1,5 м/с для кондукторов и 1,8 - 2,0 м/с - для промежуточных и эксплуатационных колонн.

При отсутствии больших каверн можно использовать структурный (пробковый) режим течения жидкостей, который имеет место при скорости восходящего потока не более 0,45 м/с [20].

Структурный режим необходимо использовать и в том случае, если высокое давление в затрубном пространстве может вызвать гидроразрыв пластов. При структурном режиме может использоваться менее мощная цементировочная техника.

По приведенной методике рассчитывается максимальное давление в конце цементирования и выбирается тип цементировочных агрегатов, а также режим их работы - диаметр втулок и номер передачи (скорости) для преодоления этого давления.

Количество цементировочных агрегатов (ЦА) должно выбираться из условия обеспечения необходимой скорости подъема цементного раствора в кольцевом пространстве.

Количество ЦА, участвующих в продавке цементного раствора, определится из выражения:

$$n_{ца} = Q_{\Sigma}/q_{ца},$$

Производительность ЦА ($q_{ца}$) должна приниматься на режиме, при котором обеспечивается наиболее полное замещение бурового раствора цементным при движении по кольцевому пространству при необходимом давлении.

Для выбора режима работы ЦА необходимо использовать их технические характеристики.

Количество цементосмесительных машин (ЦСМ) должно отвечать двум

условиям:

- размещение расчетного количества тампонажного материала (цемента) в бункерах машин с учетом объема бункера (V_B) и насыпной массы сухого цемента или тампонажной смеси (m_H):

$$n_{CM} = G_T / (m_H \cdot V_B)$$

- обеспечение необходимого режима работы ЦА при закачке цементного раствора в колонну (без использования осреднительной емкости):

$$n_{CM} = n_{ЦА}' \cdot q_{ЦА}' / q_{CM},$$

где: $n_{ЦА}'$ - число ЦА, участвующих в закачке цементного раствора в скважину
 $q_{ЦА}'$ - производительность ЦА на режиме закачки цементного раствора.

При закачке цементного раствора в обсадную колонну обычно используют повышенные скорости (передачи) работы ЦА (4 или 5), т.к. при этом процессе преодолеваются только гидравлические сопротивления, а гидростатическая составляющая отсутствует или имеет обратный знак.

Производительность ЦСМ (q_{CM}), зависит от плотности приготавливаемого цементного раствора [4, 10].

Если объем тампонажного раствора больше объема обсадной колонны ($V_{ЦР} > V_{ПР}$), то еще в период его закачки он должен будет выходить в затрубное пространство со скоростью, обеспечивающей выбранный режим (скорость) его движения. Тогда число ЦСМ должно соответствовать обоим условиям.

В том случае, когда объем цементного раствора меньше объема колонны ($V_{ЦР} < V_{ПР}$), количество ЦСМ можно выбирать только из условия размещения тампонажного материала в бункерах машин (V_B).

Исходя из практического опыта цементирования обсадных колонн, число цементосмесительных машин не должно превышать четырех, т.к. управлять пятью и более точками затворения трудно. Если по расчету получается $n_{CM} > 4$, то принимают что остальные ЦСМ подключаются в процессе затворения после отработки первой смены из четырех ЦСМ.

Окончательное количество цементировочных агрегатов выбирают из условия рациональной обвязки цементировочной техники при приготовлении и закачке цементного раствора ($n_{ЦА}' / n_{CM} = 1:1; 2:1$ или $1:2$) и необходимости преодоления максимального давления в конце цементирования. Для выдвигания верхней разделительной пробки из цементировочной головки и плавной посадки ее на “стоп” кольцо или обратный клапан обычно в схеме обвязки предусматривают дополнительный ЦА (рис. 6. 14).

При обосновании количества цементировочной техники и схемы ее обвязки следует учитывать количество и виды тампонажных материалов, загружаемых с цементосмесительные машины, объемы буферной жидкости, жидкостей затворения, продавочного раствора. Важно определить схему подачи жидкостей к цементировочным агрегатам. Для удобства и ускорения

обвязки цементировочной техники, повышения качества цементирования в схеме обвязки используют блок манифольда 1БМ-700, станцию контроля цементирования СКЦ, усреднительную емкость и другие элементы.

После составления схемы обвязки цементировочной техники приступают к определению продолжительности процесса цементирования обсадной колонны.

Длительность процесса цементирования складывается из времени закачки цементного раствора в колонну (T_3), продавки его в затрубное пространство ($T_{ПР}$) и времени на выполнение технологически необходимых операций - установка или освобождение продавочных пробок, промывка нагнетательных линий обвязки от цементного раствора и др. ($T_{ТНО}$):

$$T_{Ц} = T_3 + T_{ПР} + T_{ТНО}$$

Начальная скорость работы ЦА при закачке цементного раствора должна быть такой, при которой преодолеваются гидравлические сопротивления на пути движения жидкости в трубах, затрубном пространстве и в обвязке устья. Величина этих давлений обычно невелика и процесс закачки цементного раствора начинают на одной из высших скоростей работы ЦА, или на той максимальной скорости, которую обеспечивают ЦСМ при приготовлении цементного раствора. В процессе закачки цементного раствора в обсадную колонну давление на устье падает, т.к. из-за повышенной плотности цементного раствора часть гидравлических сопротивлений преодолевается гидростатической составляющей. Это позволяет проводить переключение скоростей с меньшей на большую до тех пор, пока позволяет производительность ЦСМ.

Если при закачке всего объема цементного раствора используется одна скорость (передача) работы ЦА и не используется усреднительная емкость, то суммарная производительность ЦА и СМН должны быть равны, а время приготовления и закачки цементного раствора определится так:

$$T_3 = V_{цр} \cdot 10^3 / (n_{ца}' \cdot q_{ца}' \cdot 60), \text{ мин,}$$

где: $n_{ца}'$ - число ЦА, участвующих в процессе закачки цементного раствора;

$q_{ца}'$ - производительность ЦА на той скорости, которая используется при закачке цементного раствора.

Если при закачке цементного раствора в обсадную колонну происходит переключение скоростей, то общее время закачки определится как сумма времени работы агрегатов на каждой скорости:

$$T_3 = \sum t_i, \text{ мин,}$$

где t_i - время работы ЦА при закачке цементного раствора на i - товой скорости (номере передачи).

При использовании осреднительной емкости время приготовления и закачки цементного раствора в колонну рассчитываются отдельно.

Продавку цементного раствора в затрубное пространство обычно начинают на той же скорости, на которой заканчивают процесс закачки его в колонну. Затем, по мере подъема уровня цементного раствора в затрубном пространстве, давление на устье растет и возникает необходимость переключения на пониженные скорости работы ЦА. В период продавки цементного раствора число ЦА, участвующих в этом процессе, может отличаться от числа агрегатов, участвующих в процессе закачки, т.к. в этот период важно добиться запроектированного режима течения жидкости в затрубном пространстве при возрастающем давлении.

Глубину уровня продавочной жидкости, на которую ее можно закачать при работе уровней жидкостей агрегатов на i -товой скорости можно определить из выражения:

$$h_1^i = \frac{F_{\text{КП}}L}{F_{\text{ТР}} + F_{\text{КП}}} + \frac{10^6 F_{\text{КП}}(P_{\text{ЦА}}^i - P_{\text{ДИН}}^i)}{g(F_{\text{ТР}} + F_{\text{КП}})(\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{р}})} + \frac{LF_{\text{ТР}} - V_{\text{цр}}}{F_{\text{ТР}} + F_{\text{КП}}}, \text{ м},$$

где: $P_{\text{ЦА}}^i$ - давление, развиваемое цементирующими агрегатами на i -товой скорости, МПа,

$P_{\text{ДИН}}^i$ - давление на преодоление гидравлических сопротивлений в трубах и кольцевом пространстве при работе всех ЦА, участвующих в процессе продавки, на i -товой скорости, МПа;

Объем продавочной жидкости, закаченной на i -товой скорости составит:

$$V_{\text{пр}}^i = 0,785 D_{\text{В}}^2 h_1^i, \text{ м}^3$$

Время работы ЦА на i -товой скорости при продавке цементного раствора:

$$t_{\text{пр}}^i = V_{\text{пр}}^i \cdot 10^3 / (n_{\text{ца}} \cdot q_{\text{ца}i} \cdot 60), \text{ мин},$$

Во время закачки продавочной жидкости возможно неоднократное переключение ЦА последовательно на пониженные скорости (передачи) работы по мере возрастания давления на устье. В этом случае необходимо рассчитать объемы продавочной жидкости и время работы ЦА на каждой скорости работы агрегатов.

Последние 1 – 2 м³ продавочной жидкости ($V_{\text{стоп}}$) закачиваются одним ЦА на пониженной скорости (1-2) для плавной посадки верхней разделительной пробки на “стоп” кольцо или обратный клапан. Время на посадку пробки:

$$t_{\text{стоп}} = V_{\text{стоп}} \cdot 10^3 / (q_{\text{ца min}} \cdot 60), \text{ мин},$$

где: $q_{\text{ца min}}$ - производительность цементирующего агрегата при посадке

верхней разделительной пробки, л/с.

Общее время продавки цементного раствора в затрубное пространство составит:

$$T_{\text{пр}} = \sum t_{\text{пр}}^i + t_{\text{стоп}}, \text{ мин}$$

Общее время цементирования должно отвечать условию:

$$T_{\text{ц}} = T_{\text{з}} + T_{\text{пр}} + T_{\text{тно}} \leq 0,75 T_{\text{нз}}$$

При проектных расчетах характеристику времени загустевания тампонажного ($T_{\text{нз}}$) раствора можно брать в ГОСТе или ТУ на применяемые материалы. При составлении планов работ на цементирование конкретной обсадной колонны учитывают данные лабораторного анализа тампонажного материала.

В том случае, если время цементирования больше, чем $0,75 T_{\text{нз}}$, то необходимо или изменять технологию цементирования колонны (режимы закачки и продавки растворов) или вносить коррективы в рецептуру тампонажного материала, например путем ввода замедлителей сроков загустевания и схватывания.

В расчетах цементирования необходимо также проверить ствол скважины на гидроразрыв. Проверке должен подлежать наиболее слабый к гидроразрыву пласт, имеющийся в открытом стволе (при глубине его кровли $H_{\text{пл}}$).

Наибольшее давление на стенки скважины возникает в период окончания подъема цементного раствора в затрубном пространстве на заданную высоту:

$$P_{\text{с}} = 10^{-6} g[\rho_{\text{р}}h + \rho_{\text{цр}}(H_{\text{пл}} - h)] + P_{\text{кп}'},$$

где: $P_{\text{кп}'}$ - потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве выше рассматриваемого пласта, МПа.

Это давление не должно превышать допустимого:

$$P_{\text{с}} \leq P_{\text{грп}} / k_{\text{б}},$$

Коэффициент безопасности на гидроразрыв ($k_{\text{б}}$) принимается равным 1,2 - 1,5 в зависимости от степени изученности района работ.

Если это условие для наиболее слабого пласта не выполняется, то необходимо пересмотреть технологию цементирования (способ цементирования, режимы закачки), или рассмотреть возможность применения облегченных тампонажных растворов. В этих же условиях могут быть предусмотрены меры по укреплению стенок скважины в ходе подготовки ствола к спуску и цементированию обсадной колонны (кольматация, хим. обработка, механические и др. средства).

Особенности расчета цементирования обсадной колонны двухступенчатым методом

При осуществлении двухступенчатого цементирования важно определить место (глубину) установки цементировочной муфты или пакера (Z_M). При этом учитывают цель двухступенчатого цементирования.

Если в разрезе скважины имеется неизолированный поглощающий пласт, то цемент первой ступени поднимают с перекрытием этого пласта на высоту 100 – 200 м. На этом уровне и размещают цементировочную муфту. При этом должно соблюдаться условие $P_{КП} < P_{ГРП}$.

Если ступенчатое цементирование применяют для предупреждения суффозии цементного теста в период его твердения, цементировочную муфту устанавливают на 200 – 300 м выше кровли пласта с повышенным коэффициентом аномальности.

Если к ступенчатому способу цементирования прибегают для уменьшения потребности в цементировочной технике, то установку цементировочной муфты выбирают исходя из условия обеспечения минимального давления в конце цементирования обеих ступеней.

При использовании для цементирования колонны различных по температуростойкости цементных растворов установку муфты выбирают с учетом геотермального градиента.

В любом случае цементировочная муфта должна устанавливаться в интервале залегания устойчивых, непроницаемых пород.

При двухступенчатом цементировании с использованием цементировочных муфт закачка тампонажных и продавочных растворов осуществляется в следующей последовательности:

- закачка первой порции тампонажного раствора в объеме равном объему затрубного пространства от башмака колонны до цементировочной муфты плюс объем цементного стакана в колонне;
- закладка эластичной разделительной пробки, которая свободно проходит через цементировочную муфту и садится на «стоп» кольцо или обратный клапан, установленные внизу обсадной колонны;
- открытие боковых отверстий цементировочной муфты (в зависимости от конструкции муфты – в соответствии с техническим описанием);
- промывка затрубного пространства от остатков цементного раствора первой ступени в интервале от цементировочной муфты до устья скважины;
- выдерживание времени для загустевания (или начала схватывания) цементного раствора (при цементировании с разрывом во времени);
- закачка второй порции цементного раствора в расчетном объеме;
- закладка верхней разделительной пробки;
- закачка второй порции продавочной жидкости объемом равным объему колонны от цементировочной муфты до устья скважины.

При цементировании скважины в условиях наличия пласта с АВПД для предотвращения нефте-газопроявлений и суффозии цементного теста после окончания цементирования нижнего участка верхний интервал скважины

промывают через отверстия цементировочной муфты с противодавлением на устье до конца схватывания цементного раствора. При этом давление в скважине на уровне пласта с АВПД должно быть не ниже пластового. Из этого условия давление на устье в процессе цементирования должно поддерживаться не менее (при $H_{\text{ПЛ}} > Z_{\text{М}}$):

$$P_{\text{У}} = P_{\text{ПЛ}} - 10^{-6}g[\rho_{\text{ц}}(H_{\text{ПЛ}} - Z_{\text{М}}) + \rho_{\text{р}} Z_{\text{М}}] - P_{\text{КП}}$$

В этом гидродинамическое давление в кольцевом пространстве ($P_{\text{КП}}$) следует брать в интервале от цементировочной муфты (пакера) до устья.

Если к ступенчатому цементированию прибегают с целью предотвращения гидроразрыва пород и поглощения тампонажного раствора, то глубина установки цементировочной муфты может быть рассчитана следующим образом:

$$Z_{\text{М}} = \frac{H_{\text{ПЛ}}g\rho_{\text{ц}} - 10^6 [P_{\text{ГРП}} / k_{\text{Б}} - P_{\text{КП}}]}{g(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})},$$

В расчетах давление гидроразрыва горных пород ($P_{\text{ГРП}}$) или давление, при котором начинается поглощение необходимо брать для наиболее слабого пласта разреза скважины.

Коэффициент безопасности ($k_{\text{Б}}$), принимается равным 1,2 - 1,5.

За $H_{\text{ПЛ}}$ следует принимать глубину подошвы поглощающего пласта, м.

Расчет цементирования нижней ступени проводят как одноступенчатое от башмака колонны до цементировочной муфты, а расчет цементирования верхней ступени - как одноступенчатое при глубине скважины равной $Z_{\text{М}}$.

Закачку цементного раствора второй ступени проводят после начала загустевания цементного раствора первой ступени.

В том случае, когда при ступенчатом цементировании для каждой ступени используют различные цементные растворы (например, для нижней ступени - температуростойкий цемент, а для верхней - цемент для «нормальных» температур) и в разрезе скважины нет ни поглощающих, ни высоконапорных горизонтов, то закачка цементных растворов может проводиться без разрыва во времени.

Расчет объемов растворов, количества необходимых материалов, выбор цементировочной техники, режима ее работы, продолжительности цементирования проводятся по аналогичной методике как и для одноступенчатого цементирования с учетом перечисленной последовательности операций.

Особенности расчета цементирования обсадной колонны прямым методом с циркуляцией цементного раствора

Этот метод применяют при наличии в разрезе скважин нескольких относительно низко поглощающих пластов, но в целом коэффициент приемистости ствола составляет 2 – 6 м³/ч·МПа.

В процессе циркуляции цементного раствора по затрубному пространству эти пласты постепенно насыщаются и поглощение прекращается.

Циркуляция цементного раствора может осуществляться как при прямом, так и при обратном методах цементирования.

Для экономии цементного раствора в процессе его циркуляции внутрь обсадной колонны спускается технологическая колонна (бурильная или НКТ).

Для успешного проведения операции расчетом должен быть предусмотрен дополнительный объем цементного раствора для насыщения поглощающих пластов, заполнения технологической колонны и специальной емкости, устанавливаемой на выходе цементного раствора из скважины. Вместимость такой емкости выбирается из практического опыта использования такого метода цементирования и обычно составляет 3 – 6 м³. В соответствии с рекомендацией /20/ объем цементного раствора, закачиваемого в поглощающие пласты, может быть рассчитан с учетом коэффициента приемистости, типа цементного раствора и толщины пластов.

Общий объем тампонажного раствора в этом случае составит:

$$V_{\text{цр}} = V_{\text{с}} + V_{\text{пор}} + V_{\text{т}} + V_{\text{Е}}, \text{ м}^3,$$

где: $V_{\text{с}}$ - объем затрубного пространства, подлежащего цементированию;
 $V_{\text{пор}}$ - объем цементного раствора для «насыщения» поглощающего пласта;
 $V_{\text{т}}$ - объем технологической (заливочной) колонны;
 $V_{\text{Е}}$ - объем технологической емкости.

Циркуляция цементного раствора прекращается по истечении допустимого времени или прекращении поглощения цементного раствора по разрезу скважины (прекращение снижения уровня цементного раствора в емкости, в которую он выходит из затрубного пространства).

По окончании циркуляции производится вымыв остатков цементного раствора из технологической колонны обратной промывкой при закачке промывочной жидкости в пространство между обсадной и технологической колоннами.

Особенности этого метода цементирования должны отражаться в расчетах объемов растворов, максимального давления на устье, продолжительности цементирования.

Особенности расчета цементирования обсадной колонны обратным методом

Метод обратного цементирования используется при наличии в разрезе скважины в нижней части поглощающих, слабых в отношении гидроразрыва пластов, при недостаточной мощности цементировочной техники или при существенной ограниченности времени цементирования.

Объемы цементных растворов, расход материалов на их приготовление рассчитываются также, как и при одноступенчатом прямом методе цементирования. В том случае, если предполагается одновременно с цементированием обсадной колонны произвести изоляцию поглощающего пласта цементным раствором, дополнительный его объем рассчитывается с учетом результатов предварительных исследований ствола скважины на приемистость, типа тампонажного материала и толщины поглощающего пласта (прил. 5).

Объем тампонажного раствора составит:

$$V_{\text{цр}} = V_{\text{с}} + V_{\text{пор}} + V_{\text{т}},$$

где: $V_{\text{с}}$ - объем затрубного пространства, подлежащего цементированию;

$V_{\text{пор}}$ - объем цементного раствора для «насыщения» поглощающего пласта;

$V_{\text{т}}$ - объем технологической (заливочной) колонны или ее части, заполненной тампонажным раствором.

Объем продавочной жидкости соответствует объему затрубного пространства от устья скважины до проектной высоты размещения цементного раствора. В том случае, если цемент за обсадной колонной размещается до устья, то продавочная жидкость не закачивается.

Максимальное давление на устье возникает в начале закачки цементного раствора в затрубное пространство и оно обусловлено только гидравлическими сопротивлениями в циркуляционной системе. При этом следует помнить, что обсадная колонна и затрубное пространство заполнены буровым раствором. Процесс закачки также рекомендуется вести при турбулентном режиме течения жидкости.

Для повышения качества цементирования нижней части обсадной колонны рекомендуется образующуюся при движении по затрубному пространству смесь цементного и бурового или буферного растворов вытеснить в обсадную или специальную технологическую колонну с последующим ее вымывом на поверхность прямым или обратным методами.

По мере закачки тампонажного раствора в затрубное пространство давление на устье падает и может снизиться до нуля. Это может привести к разрыву сплошности потока цементного раствора, подсосу воздуха, что отрицательно скажется на качестве цементирования. Для устранения этого явления на выходе бурового раствора из обсадной или технологической колонны должно создаваться противодействие (задвигку на выходе из колонны частично закрывают). Величина противодействия рассчитывается

исходя из условия предупреждения поглощения цементного раствора в наиболее слабых пластах:

$$P_y = P_{ГРП}/k_B - 10^{-6} [\rho_c(H_{ПЛ} - h) + \rho_n h] - P_{КП} - P_{ТР},$$

Коэффициент безопасности (k_B) принимается равным 1,2 - 1,5.

За $H_{ПЛ}$ следует принимать глубину подошвы наиболее слабого пласта, м,

Гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве ($P_{КП}$) следует учитывать только на участке от подошвы поглощающего пласта до башмака обсадной колонны, МПа,

Если значение P_y в выражении получится со знаком «минус», это означает, что поглощение цементного раствора не предотвращается с достаточной степенью надежности. Следовательно, необходимо пересмотреть режим цементирования (скорость закачки растворов), или рассмотреть возможность применения облегченных тампонажных материалов.

Если же ставят цель одновременно с цементированием обсадной колонны произвести изоляцию поглощающих пластов, то, наоборот, создают условия, при которых часть цементного раствора заходит в поглощающий пласт. Для этого на устье на выходе промывочного раствора повышают противодавление путем дополнительного прикрытия выходной задвижки. Эту же операцию можно провести на конечной стадии цементирования путем полного закрытия выходной задвижки и закачки дополнительного объема тампонажного раствора в поглощающий пласт под избыточным давлением.

Объем цементного раствора, закачиваемого в поглощающий пласт может быть рассчитан с учетом коэффициента приемистости, типа цементного раствора и толщины пласта.

В процессе цементирования должно выполняться условие неразрывности и турбулентности движения потока тампонажного раствора, смятия обсадной колонны:

$$P_y \geq P_{дин} + P_{П} - \Delta P_{СТ}$$

где: $P_{дин}$ - потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе, МПа,

$P_{П}$ - потери давления при закачке цементного раствора в пласт (при необходимости), МПа,

$\Delta P_{СТ}$ - разность гидростатических давлений столбов бурового и цементного растворов в колонне и за колонной, МПа,

Особенности расчета цементирования обсадной колонны методом «встречных потоков»

Этот способ используется в том случае, когда в средней или в верхней части разреза скважины имеется высокопроницаемый горизонт, который потенциально может поглощать цементный раствор при прямом одноступенчатом методе цементирования.

Способ цементирования обсадных колонн управляемыми встречными потоками может осуществляться как с разрывом во времени между цементированием нижнего и верхнего интервалов, так и при одновременном цементировании этих интервалов. Оба варианта могут осуществляться как со спуском технологической колонны труб (при цементировании обсадных колонн большого диаметра), так и без нее.

При этом способе цементирования предполагается насыщать поглощающий горизонт цементным раствором, объем которого должен быть рассчитан с учетом коэффициента приемистости, типа цементного раствора и толщины пласта.

Цементирование обсадной колонны встречными потоками без разрыва во времени начинается одновременной закачкой тампонажного раствора в обсадную или технологическую колонну и в затрубное пространство. Промывочная жидкость из ствола скважины при этом вытесняется в поглощающий пласт.

Режим и момент начала закачки тампонажного раствора по трубному и затрубному пространству должны обеспечить одновременное достижение тампонажным раствором высокопроницаемого пласта сверху и снизу. При этом должно выполняться условие неразрывности и турбулентности движения потока тампонажного раствора, а также исключение вероятности гидроразрыва пластов и смятия обсадной колонны от избыточного наружного давления. Эффективность изоляции поглощающего пласта обеспечивается, как правило, при получении на нагнетательной линии при работе одного цементировочного агрегата конечного давления 4 - 5 МПа.

При цементировании обсадной колонны встречными потоками с разрывом во времени нижняя часть затрубного пространства (от башмака до подошвы поглощающего пласта) заполняется тампонажным раствором прямым методом, при этом может использоваться технологическая (заливочная) колонна. Цементирование верхней части обсадной колонны производится обратной заливкой после исследования проницаемого пласта на приемистость. Режим закачки верхней порции тампонажного раствора в заколонное пространство рассчитывается исходя из условия предотвращения гидроразрыва гонных пород.

При использовании технологической колонны необходимо предусмотреть время для вымыва остатков тампонажного раствора из нее обратной промывкой при закачке промывочного раствора в пространство между обсадной и технологическими колоннами.

6.6. Контроль качества цементирования обсадных колонн

Под качеством цементирования понимают степень надежности изоляции пластов, герметичность обсадной колонны и затрубного пространства. При качественном цементировании обсадных колонн обеспечивается отсутствие межпластовых заколонных перетоков, грифонообразований, получение притока пластового флюида без каких-либо поступлений (примесей) из других пластов.

В практике качество цементирования оценивают в основном по

следующим показателям:

- высота подъема цементного раствора за колонной,
- степень и равномерность заполнения кольцевого пространства по высоте и периметру,
- плотность (герметичность) контактов цементного камня со стенками скважины и с обсадной колонной.

Большинство показателей получают геофизическими методами - термометрический, радиоактивный, акустический и другие.

Термометрический метод основан на измерении температуры по длине зацементированной обсадной колонны. Процесс твердения тампонажного раствора сопровождается повышением температуры.

По характеру распределения температуры вдоль ствола скважины (прогрев бурового раствора в колонне) можно судить о высоте подъема цемента за колонной, сплошности его в затрубном пространстве. Однако этот метод эффективен лишь при использовании высокоэкзотермичных тампонажных материалов в первые сутки ОЗЦ.

Радиоактивный метод (гамма-гамма-каротаж - ГГК) основан на обратной зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности окружающей среды. Источником гамма излучения являются радиоактивные изотопы цезия или кобальта. Этот метод позволяет определить толщину и высоту цементного камня в затрубном пространстве по периметру (вращающийся экран), наличие зон смещения бурового и тампонажного растворов, степень вытеснения бурового раствора из каверн. В связи с тем, что на показания γ -цементомера оказывает влияние толщина стенки обсадной колонны, в состав комплекта включается толщиномер. Этот комплексный прибор называется селективный гамма-дефектомер-толщиномер (СГДТ). Он характеризуется большой чувствительностью и разрежающей способностью при разнице плотностей бурового и цементного растворов $300-500 \text{ кг/м}^3$, при толщине цементного кольца до 50 мм в интервале температур $10-90^\circ\text{C}$. Основными ограничениями в применении метода ГГК являются:

- необходимость значительной разницы как в плотности тампонажного и бурового растворов (не менее $0,3 - 0,5 \text{ г/см}^3$, так и в диаметре скважины и колонны (не менее $4 - 5 \text{ см}$);

- недостаточно высокая надежная работоспособность сцинтилляционного индикатора гамма – излучения при температуре выше 100°C ., в результате чего основное применение аппарата СГДТ находят в районах сравнительно неглубокого бурения.

Иногда для оценки качества цементирования обсадных колонн используется метод нейтрон-нейтронного каротажа (ННК). Для этого применяют синхронно вращающиеся и расположенные по одной образующей на расстоянии 40 см друг от друга нейтронный источник и индикатор тепловых нейтронов. Метод ННК позволяет:

- определить эксцентриситет обсадной колонны в скважине;
- более четко определить границу бурового и тампонажного раствора при малой разнице их плотностей.

Наиболее часто для оценки качества цементирования используется метод

акустического контроля цементирования - АКЦ. Этот метод основан на наличии зависимости интенсивности параметров акустических (ультразвуковых) колебаний (амплитуда, скорость, частота и др.) от упругих и поглощающих свойств окружающей среды, в том числе от характера связи цементного кольца с колонной и породой.

В настоящее время широко используются комплекты аппаратуры АКЦ-1 (давление до 60 МПа и температура до 150°C) и АКЦ-4 (давление до 120 МПа и температура до 170°C), спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В процессе движения комплекта АКЦ в стволе скважины со скоростью до 1200 м/ч непрерывно записываются три параметра: амплитуда продольной акустической волны по колонне A_K ; амплитуда продольной акустической волны превышающий некоторый заданный уровень A_{Π} (при наличии контакта цементного камня с колонной и породой – амплитуда волны, распространяющейся по породе), время пробега продольной акустической волны от излучателя до приемника t (при распространении волны по незацементированной колонне это время равно t_K , при прохождении по породе – t_{Π}).

В свободной (незацементированной) колонне значения A_K максимальны, значения t минимальны и равны t_K (около 600 мкс), а кривая A_{Π} повторяет по конфигурации кривую A_K и не несет никакой информации о состоянии контакта цементного камня с породой.

Контакт цементного камня с колонной отмечается на цементограмме нулевыми или близкими к нулю значениями A_K .

Только при наличии контакта цементного камня с колонной возможно определение состояния контакта его с породой.

При интерпретации данных АКЦ определяется высота подъема цемента за колонной, оценивается состояние контактов цементного камня со стенками скважины и обсадными трубами.

По результатам геофизических исследований может быть рассчитан коэффициент качества крепления:

$$k_K = \frac{\sum l_{\text{ПК}}}{L_y},$$

где $\sum l_{\text{ПК}}$ - сумма длин плотных (герметичных) контактов цементного камня со стенками скважины и обсадной колонной;

L_y - длина интервала цементирования.

Повторные исследования скважин с помощью аппаратуры АКЦ позволяют получить информацию о влиянии на качество разобщения пластов проведения таких операций, как опрессовка обсадных колонн, разбуривание цементных мостов и стаканов, перфорация, вызов притока, установка кислотных ванн, гидроразрыв пласта, и других работ, вызывающих деформацию обсадной колонны и цементного камня.

6.7. Проверка герметичности обсадных колонн

Испытание обсадных колонн на герметичность осуществляется опрессовкой их жидкостью, газом и снижением уровня жидкости.

Давление опрессовки обсадной колонны должно минимум на 10% превышать рабочее давление при эксплуатации скважины. Минимальные значения опрессовочных давлений регламентированы и зависят от диаметра обсадной колонны (см. табл. 4.4).

Для предупреждения растрескивания цементного камня при опрессовке прирост давления в обсадных трубах должен быть меньше критического, при котором происходит разрушение цементного кольца (P^*):

$$P_y + \rho_{оп} gH < P_0 + \rho_0 gH + P^*$$

При концентричном расположении обсадной колонны:

$$P^* = 4,13 + 0,147 \sigma_{и},$$

При эксцентричном расположении обсадной колонны:

$$P^*_{э} = 0,58 P^*,$$

где P_y , $\rho_{оп}$ – устьевое давление и плотность жидкости при опрессовке обсадной колонны;

P_0 , ρ_0 - устьевое давление и плотность жидкости при ОЗЦ;

g - ускорение свободного падения;

H – высота столба жидкости в колонне в рассматриваемом сечении;

$\sigma_{и}$ – прочность цементного камня на изгиб, МПа;

Если это условие нельзя выполнить при опрессовке колонны в один прием, то опрессовку рекомендуется провести в два приема с установкой в колонне пакера или разделяющего цементного моста. Опрессовка обсадной колонны сразу после ее цементирования также исключает растрескивание цементного кольца.

Данные по предельным давлениям в обсадных трубах, при которых нарушается прочность цементного кольца P^* приведены в табл. 6.2.

Следует отметить, что расчетные значения P^* на 10% меньше критических давлений, полученных экспериментальным путем [5].

Эксплуатационная колонна опрессовывается после установления высоты цементного стакана (при необходимости производится его разбуривание до проектной высоты), после замены продавочного раствора на воду.

Кондукторы и технические колонны опрессовываются до разбуривания цементного стакана. Допускается заполнение этих колонн буровым раствором.

Таблица 6.2.

Предельные давления в обсадных трубах,
при которых нарушается прочность цементного кольца[2].

Диаметр труб, мм	P^* , МПа, при толщине стенок труб. мм							
	6	7	8	9	10	11	12	14
114	9,1	11,1	13,0	15,1	-	-	-	-
140	7,4	8,7	10,2	12,4	13,1	14,9	-	-
146	-	8,3	9,6	11,1	12,6	14,2	-	-
168	-	7,0	8,2	9,4	10,6	11,9	13,3	16,3
219	-	5,1	5,9	6,9	7,8	8,6	9,6	11,1
245	-	4,6	5,4	6,0	6,9	7,3	8,6	10,1
299	-	-	4,4	4,9	5,4	6,1	6,6	-
324	-	-	-	4,5	5,0	5,4	6,1	-

Цементное кольцо за кондуктором и технической колонной опрессовывается после разбуривания цементного стакана и углубления из-под башмака колонны на глубину 1-3 м. Перед опрессовкой в зону башмака и выше на 10-20 м закачивают порцию воды. Опрессовка ведется через бурильную колонну с пакером в нижней части.

Если на испытываемой колонне устанавливается ПВО, то опрессовка цементного кольца осуществляется совместно (цементного стакана и ПВО) без бурильной колонны и пакера.

При всех видах гидравлической опрессовки с использованием ЦА закачивается вода до получения величины опрессовочного давления, выкидные линии перекрываются и ведется наблюдение за изменением (падением) давления в течение 30 мин.

Обсадная колонна или цементное кольцо считаются герметичными, если за 30 минут падение давления составит не более 0,3 МПа при давлении опрессовки менее 7 МПа и не более 0,5 МПа при давлении опрессовки более 7 МПа.

В газовых, газоконденсатных (с газовым фонтаном более 200 м³/т) и нефтяных скважинах с высоким давлением (более 10 МПа) после монтажа колонной головки приустьевую часть эксплуатационных колонн и устьевое оборудование дополнительно опрессовывают газом (воздухом) на то же расчетное давление. Испытание проводят с использованием компрессора, обеспечивающего необходимое давление. При отсутствии такого компрессора в скважину спускают колонну НКТ, промывают ее аэрированной водой, нагнетают воздух в пространство между НКТ и обсадной колонной и закрывают выход из межтрубного пространства. Затем в колонну НКТ нагнетают воду до необходимого давления опрессовки.

В скважинах, при опробовании и эксплуатации которых не ожидается избыточного давления на устье, эксплуатационные колонны проверяют на герметичность снижением уровня жидкости.

После ремонтных цементирований и установки цементных мостов при переходе на испытание или эксплуатацию вышележащих горизонтов эксплуатационные колонны также дополнительно проверяют снижением уровня жидкости в них.

Снижение уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность должно превышать минимум на 50 м снижение уровня при освоении.

Минимальное снижение уровня жидкости в колоннах при испытании их на герметичность приведены в табл. 4.1.

Снижение уровня жидкости в обсадной колонне осуществляется свабированием, поршневанием, вытеснением и другими способами.

Наблюдение за восстановлением уровня жидкости в обсадной колонне проводится в течение 8 часов с помощью аппарата Яковлева (эхолота) через каждые 2 часа (первый замер - через 3 часа). Допускается восстановление уровня только за счет стекания жидкости со стенок колонны на величину 0,5-2,0 м в зависимости от диаметра колонны.

При спуске обсадных колонн секциями испытывается на герметичность сначала верхняя секция до разбуривания цементного стакана и пробок. Затем последовательно испытываются нижние секции.

Результаты испытаний обсадных колонн на герметичность оформляются актом.

7. Вторичное вскрытие продуктивных пластов

7.1. Способы перфорации

После завершения строительства скважины при закреплении ствола в интервалах продуктивных пластов для сообщения их со стволом скважины проводят работы по вторичному вскрытию пластов методами перфорации.

Работа по перфорации производится геофизическими организациями.

При подготовке скважины к вторичному вскрытию проводят следующие работы:

- эксплуатационную колонну тщательно промывают. Колонна должна быть заполнена жидкостью, обеспечивающей необходимое противодавление на вскрываемые пласты. Это может быть буровой раствор, на котором производилось первичное разбуривание пластов, или другая жидкость, не ухудшающая коллекторские свойства. Иногда в зону перфорации и выше ее на 100-200 м закачивают специальную жидкость (перфорационную среду), которая не содержит твердой фазы, имеет низкую фильтрацию. Это могут быть водные растворы хлоридов, пена, пластовые воды, жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизтопливо, эмульсии и др.). При необходимости утяжеления в состав перфорационной среды вводятся легкорастворимые утяжелители (CaCO_3 , FeCO_3).
- на устье скважины устанавливается колонная головка и перфорационная задвижка, рассчитанные на ожидаемое давление. Штурвал задвижки выносят в сторону от устья на 10 м и размещают

его на щите с навесом. При использовании перфораторов на кабеле для герметизации устья используется лубрикатор. При спуске перфоратора на колонне НКТ или через нее на устье скважины устанавливается фонтанная арматура.

К способу вторичного вскрытия продуктивных пластов предъявляется ряд обязательных требований [8, 17, 18, 23]:

1. Обеспечивать эффективную гидродинамическую связь пласта со скважиной.
2. Поддерживать устойчивость горных пород ПЗП и предупреждать обрушение стенок скважины.
3. Создавать условия селективного вскрытия продуктивных и изоляцию водо насыщенных пропластков.
4. Обеспечивать прохождение к забою необходимого оборудования, инструмента и геофизических приборов.

Работа по вторичному вскрытию продуктивных пластов (перфорации) производится геофизическими организациями.

По механизму образования отверстий в стенке скважины перфораторы могут быть пулевыми, кумулятивными, сверлящими, режущими и гидropескоструйными. Классификация способов перфорации приведена на рис.

Перфораторы могут спускаться в скважину на каротажном кабеле, на колонне НКТ, через колонну НКТ.

По механизму образования отверстий в стенке скважины перфораторы могут быть пулевыми, кумулятивными, сверлящими, режущими и гидropескоструйными (рис. 7.1).

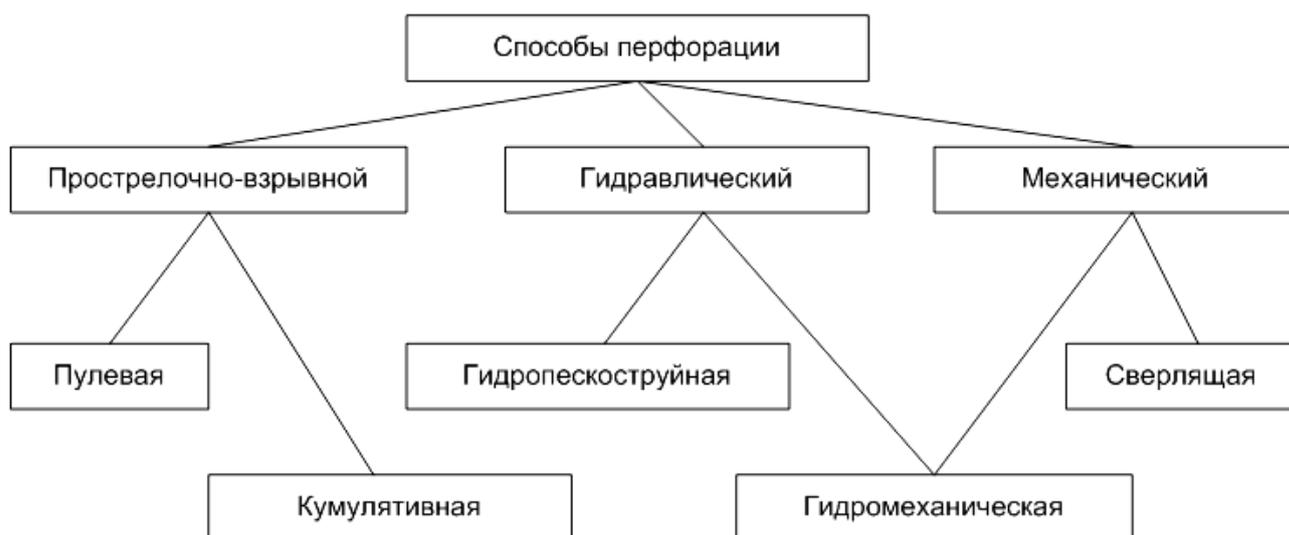


Рис. 7.1. Классификация способов перфорации обсадных колонн.

Принцип действия пулевых и торпедных перфораторов основан на проделывании отверстий в стенке скважины при выстреле пули или торпеды (снаряда) из стволов перфоратора.

Пулевые перфораторы (ПВН, ПВК, АПХ, ППЗ, ППМ и др.) рекомендуются для вскрытия пластов, представленных малопроницаемыми породами низкой и средней прочности (слабосцементированные песчаники и др.) при малой толщине цементного кольца (рис. 7.2, а). Диаметр пуль составляет 11,5 - 12,7 мм, глубина образующихся отверстий – до 200 мм. За один рейс спуска перфоратора могут проделываться до 10 отверстий. Благодаря интенсивному трещинообразованию породы при внедрении в нее пули, эффективность вскрытия пласта зависит от количества и протяженности образующихся трещин. С этой точки зрения более предпочтительно применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, сложенных хрупкими породами. С увеличением глубины скважины эффективность пулевых перфораторов уменьшается, т. к. увеличивается гидростатическое давление и уменьшается пробивная способность снарядов. Недостатками пулевых перфораторов являются уплотнение породы перед пулей и относительно малая длина перфорационных отверстий в твердых горных породах.

В последние два десятилетия из пулевых в ограниченном объеме применяются перфораторы с вертикально-криволинейными стволами. Эти перфораторы имеют сравнительно высокую способность, но за один спуск позволяют получать небольшую плотность перфорации.

Торпедные перфораторы имеют тот же принцип действия, что и пулевые (рис. 7.2, б). Отличие в том, что для образования отверстий вместо пуль используются взрывные снаряды диаметром 22 мм, которые взрываются внутри массива горных пород, образуя дополнительные трещины, увеличивая проницаемость приствольной зоны продуктивного пласта. Торпедные перфораторы (ТПК, ТПМ) могут быть 1- 2 секционными и используются для

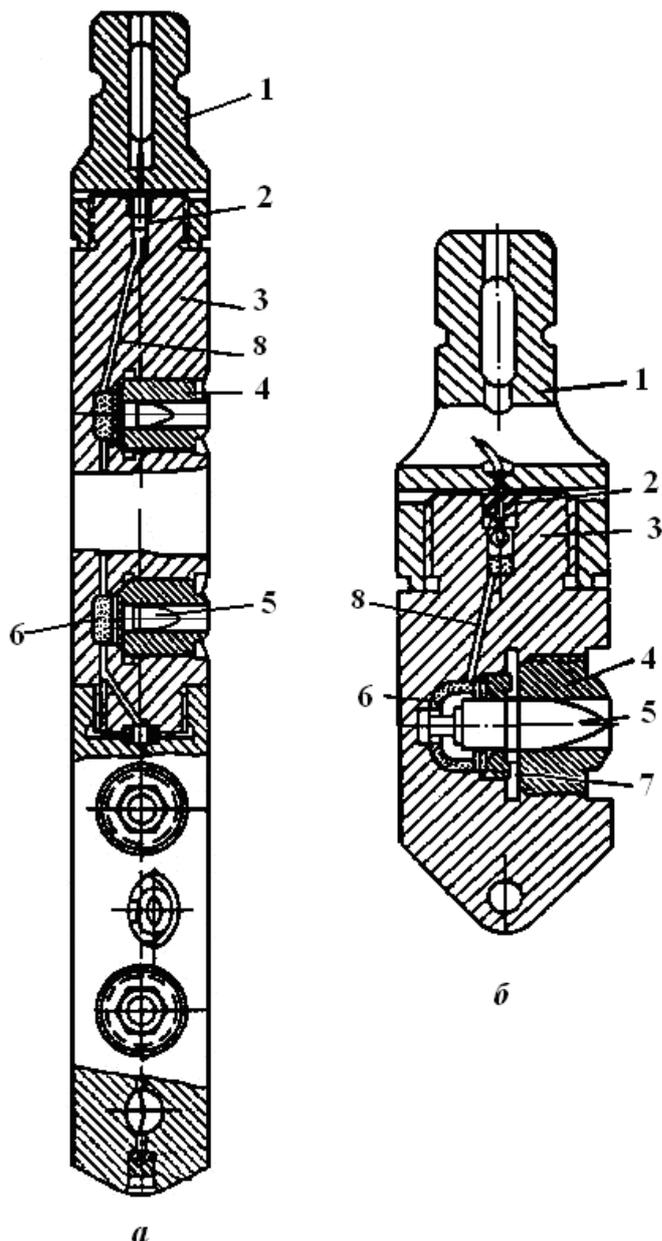


Рис. 7.2. Пулевой (а) и торпедный (б) перфораторы: 1 – головка; 2 – электровоспламенитель; 3 – корпус; 4 – ствол; 5 – пуля (торпеда); 6 – пороховой заряд; 7 – шайба; 8 – детонирующий шнур.

вскрытия пластов, сложенных малопроницаемыми породами средней прочности.

Торпедные перфораторы, в которых вместо пуль используются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов практически не применяются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности работы с ними.

Общим недостатком пулевых и торпедных перфораторов является высокое динамическое воздействие на обсадную колонну и цементный камень, что приводит к их повреждению (расстрескивание). Особенно это проявляется при плохом контакте (или отсутствии его) колонны с цементным камнем. Поэтому пулевые и торпедные перфораторы нецелесообразно применять при наличии вблизи вскрываемых пластов водоносных пропластков.

Кумулятивные перфораторы получили наибольшее распространение при вторичном вскрытии продуктивных пластов (более 90%).

Принцип действия кумулятивного заряда заключается в прожигании струей раскаленного газа (до 1000°C) и расплавленного металла стенки обсадной трубы, цементного камня и горной породы. Образующаяся при горении взрывчатого материала струя газа фокусируется и направляется на стенку скважины с большой скоростью (6-8 км/с) и при встрече с преградой создает давление до $30 \cdot 10^3 \text{ МПа}$. Поэтому кумулятивные перфораторы могут использоваться для вскрытия пластов, сложенных более прочными породами.

При проникновении струи в породу за счет повышенного бокового давления происходит расширение канала по отношению к диаметру струи.

Одним из условий формирования струи является отсутствие жидкости в кумулятивной выемке. Поэтому кумулятивный заряд предварительно защищен пробкой или герметичной крышкой.

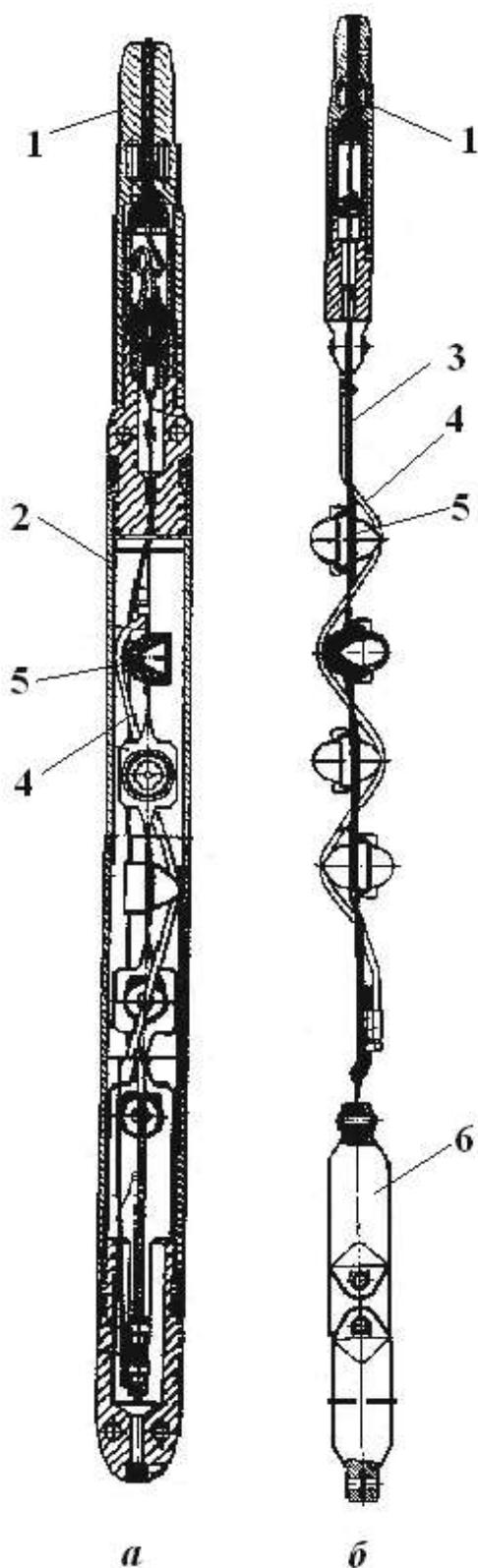


Рис. 7.3. Перфораторы кумулятивные:

a – корпусный; *б* – бескорпусный; 1- кабельный наконечник; 2 – корпус; 3 – алюминиевая лента; 4 – детонирующий шнур; 5 – кумулятивный заряд; 6 – груз.

Кумулятивные перфораторы в зависимости от режима вскрытия (репрессия, депрессия) могут спускаться в скважину на кабеле, на колонне НКТ или через колонну НКТ при соответствующем оборудовании устья.

Кумулятивные перфораторы по конструкции бывают корпусные (одноразовые и многоразовые) и бескорпусные (частично или полностью разрушающиеся).

Корпусные перфораторы (рис. 7.3, а) представляют из себя группу зарядов и средств взрывания, заключенных в общий герметичный корпус, который может использоваться однократно (ПКО, ПНК и др.) или многократно (ПК, ПКН и др.). Мощность одноразовых кумулятивных перфораторов выше, чем многоразовых, т.к. их корпус рассчитан только на гидростатическое давление и может разрушаться (частично или полностью) при производстве перфорационных работ. Поэтому они эффективны для более глубоких скважин.

При перфорации скважин средней глубины (1500 - 2500 м) наиболее часто применяют корпусные перфораторы ПК. Корпус этих перфораторов выдерживает гидростатическое давление и импульс давления во время перфорации и может использоваться до 30 раз. В корпусе размещается до 20 зарядов, направленных перпендикулярно к стенке скважины и оси которых смещены относительно друг друга на 90 - 120°. Заряды взрываются группами с помощью детонирующего шнура. Ударная волна частично гасится корпусом перфоратора, что благоприятно сказывается на целостности обсадной колонны и цементного камня.

У бескорпусных перфораторов (рис. 7.3, а) каждый заряд заключен в индивидуальную герметичную оболочку (керамическая, стеклянная, ситалловая, алюминиевая), которая разрушается в ходе перфорационных работ. Заряды (до 100 шт.) монтируются на металлических лентах в виде гирлянд длиной до 30 м, к низу которых подвешивается чугунный груз. Детонирующий шнур прокладывается в алюминиевой оболочке.

У перфораторов типа ПКС, ПРВ разрушается только оболочка до порошкообразного состояния, а остальные детали (лента, алюминиевая оболочка кабеля) извлекаются.

Перфораторы типа ПКР, ПР полностью разрушающиеся. У них лента собирается из алюминиевых пластинок, соединенных заклепками, а оболочка детонирующего шнура выполняется из хрупкого алюминиевого сплава. При применении этих перфораторов после взрыва из скважины извлекается только кабель. Однако остатки обломков от корпусов и соединительных деталей на забое скважины могут приводить к осложнениям при эксплуатации скважин.

Бескорпусные перфораторы характеризуются хорошей проходимостью по колонне малого диаметра, через места искривления, в скважинах, заполненных высоковязкими утяжеленными растворами.

Форма образующихся при кумулятивной перфорации отверстий - конусная, глубина отверстий - до 350 мм.

При кумулятивной перфорации, проводимой на репрессии, на стенках перфорационных каналов и в породе продуктивного пласта могут происходить различные явления, снижающие как пропускную способность перфорационных каналов, так и проницаемость породы пласта. Дело в том, что кумулятивная

струя состоит не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла. В кумулятивную струю переходит примерно 10% массы облицовки заряда, а остальная ее часть формируется в виде стержня сигарообразной формы, называемый пестом. Скорость движения песта составляет примерно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. В среднем закупоривание пестом случается в каждом седьмом перфорационном канале. Такой канал уже не является гидродинамически эффективным.

Образование канала происходит за очень короткий промежуток времени – менее 100 микросекунд. При перфорации на репрессии в момент появления перфорационных каналов происходит интенсивная фильтрация скважинного содержимого в продуктивную толщу через полученные каналы. Причиной интенсивной фильтрации скважинного раствора в продуктивную толщу являются внезапно возникающие очень большие градиенты давления (десятки МПа/м), которые обусловлены действием статического давления от столба раствора и динамических взрывных нагрузок. В результате вокруг перфорационного канала возникают зона кольматации и зона проникновения. Примерное изображение полученного на репрессии кумулятивного перфорационного канала в пористой среде показано на рис. 7.4.

Технология перфорации на репрессии может приводить к многократному снижению гидродинамической эффективности получаемых перфорационных каналов.

Кумулятивная перфорация часто приводит к отслаиванию цементного камня от породы пласта и от обсадной трубы. Возможно также растрескивание цементного камня на значительных расстояниях от интервала перфорации. Может происходить раздутие и разрушение обсадной трубы.

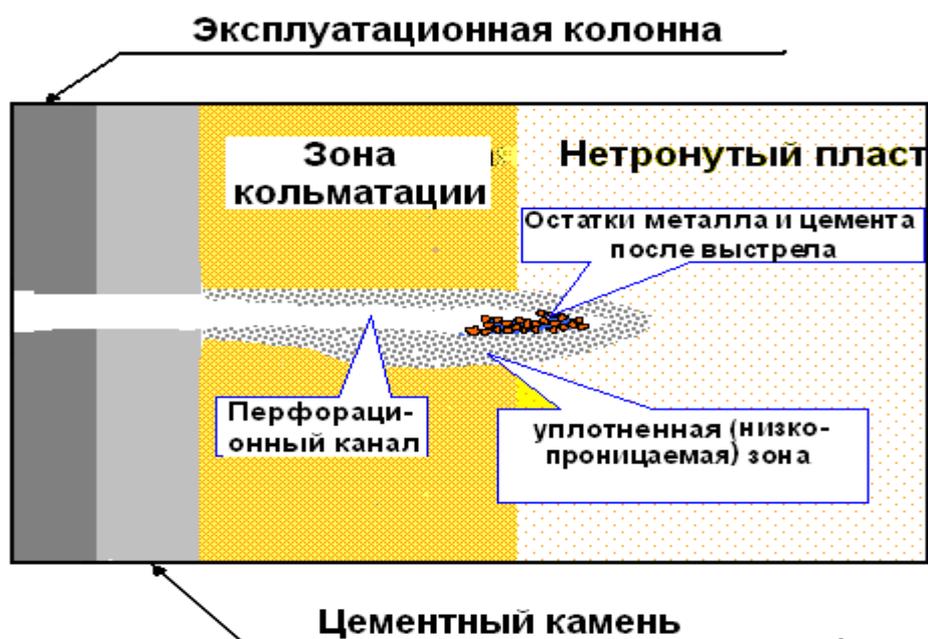


Рис. 7.4.Схема перфорационного канала

Это приводит к преждевременному прорыву посторонних флюидов в скважину, что может существенно снизить продуктивность скважины по нефти или газу.

Для уменьшения отрицательного влияния ударной волны в компоновку перфораторов рекомендуется включать 1- 2 компенсатора давления (ниже и/или выше перфоратора).

Если кумулятивный перфоратор спускается в скважину на НКТ или внутри них, то процесс перфорации можно осуществлять на депрессии. Это более рациональная технология перфорации, но она занимает в общем объеме применения кумулятивной перфорации, примерно только десятую часть.

Новое поколение кумулятивных перфорационных систем, выпускаемых по прогрессивным технологиям отечественными предприятиями (Арзамас-16, ВНИПИВзрывгеофизика, Перфотех) основанно на применении прогрессивных порошковых технологий с повышенной пробивной способностью и плотностью перфорации.

Оптимальными технико-техническими данными в настоящее время обладают перфорационные системы, выпускаемые западными компаниями. Наилучшие глубокопроникающие перфорационные системы Dynawell, снаряженные кумулятивными зарядами типа DRX-Hexogen, выпускаются немецкой компанией DYNAenergetics. Вес взрывчатого вещества (ВВ) изменяется в этих зарядах от 10 до 32 грамм, а плотность перфорации – от 12 до 20 зарядов на погонный метр. Эти заряды обладают наибольшей глубиной пробития (1,009 м) и наибольшей чистотой каналов перфорации. Заряды минимально кольматируют породу пласта и незначительно воздействуют на конструкцию забоя скважины. Кумулятивная струя не приводит к оплавлению горных пород на стенках пробитых каналов.

В России на рубеже столетий налажено производство сертифицированных систем ПКО-102 и ПКТ-89 с торговой маркой Dynajet. Эти перфорационные системы по своим основным параметрам аналогичны западным системам.

Области применения отечественных стреляющих перфораторов приведены в таблице 7.1.

Эффективным способом вторичного вскрытия пластов с низкими коллекторскими свойствами, при глубоком загрязнении пласта, в условиях высоких температур является гидроабразивная (гидропескоструйная) перфорация. Она основана на способности абразивного материала (кварцевого песка), подающегося с большой скоростью (до 200 м/с) разрушать материал, встречаемый на его пути.

Таблица 7.1.

Области применения стреляющих перфораторов

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
1	2	3	4
Корпусные кумулятивные перфораторы	Многоразового использования	ПК, ПКДУ, ПKN, ПК-10x4	Вскрытие пластов: 1) сравнительно небольшой толщины на средних глубинах; 2) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 3) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 4) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются.
	Одноразового использования	ПКО ПКОТ, ПКОС	Вскрытие пластов: 1) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 3) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются Вскрытие пластов большой толщины на средних глубинах Вскрытие пластов на больших глубинах при значительных давлениях.
		ПКОС-38, ПКОС-48	Прострел бурильных, обсадных или на-сосно-компрессорных труб при необходимости восстановления циркуляции жидкости в скважине
		ПНК, ПНКТ	Вскрытие пластов при созданной депрессии на пласт и герметизированном устье скважины (без применения кабеля и лубрикаторов)
	Многоразового использования с зарядами	ПК103-10x4 ПК85x1	Прострел густой сетки отверстий в обсадной колонне при проведении изоляционных работ в скважине
Бескорпусные кумулятивные перфораторы	Частично разрушающиеся: ленточные штанговые	ПКС, ПКС-Т ПРВ, ПРГ	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями
	С поднимающимся каркасом	ПКС, ПКС-Т	Вскрытие пластов: 1) мощных; 2) когда нежелательно оставлять в скважине стекла оболочек, зарядов и другие детали перфораторов.

1	2	3	4
	Полностью разрушающиеся: нераскрывающиеся раскрывающиеся		Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикаторм); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями.
		КПРУ, ПР ПКР	Прострел бурильных, обсадных и насос-но-компрессорных труб с целью восстановления циркуляции жидкости в скважине
Пулевые перфораторы	С вертикально-криволинейными стволами	ПВН, ПВК, ПВТ	Вскрытие пластов: 1) представленных малопроницаемыми породами ниже средней прочности; 2) с сильно загрязненной призабойной зоной.
	С горизонтальным размещением стволов	АПХ, ППМ ПБ	Вскрытие пластов: 1) представленных слабощементированными песчанками, через одну колонну труб при нормальной толщине затрубного цементного камня (при отсутствии заполненных цементом каверн); 2) вскрытие после прострела стенок скважины кумулятивными перфораторами пластов, представленных породами средней твердости, особенно перед ГРП, солянокислотной обработкой, так как дополнительная стрельба пулями может привести к образованию в породе трещин, которые объединят каналы, созданные пулями и кумулятивными струями.
Торпедные перфораторы	С горизонтальным размещением стволов залпового действия	ТПК, ТПМ	Вскрытие пластов, составленных малопроницаемыми породами средней прочности, в которых целесообразно создать каверны и трещины с целью повышения проницаемости прискважинной зоны пласта.

Гидропескоструйный перфоратор (рис. 7.5) спускается в скважину на колонне НКТ, в нее сбрасывается шар, который садится на верхнее седло и колонна опрессовывается на полуторакратное рабочее давление.

Затем обратной промывкой шар из колонны НКТ вымывают и сбрасывают шар-клапан меньшего диаметра, который садится на нижнее седло перфоратора. При этом открываются гидромониторные насадки перфоратора. Насадки (до 10 шт.) выполнены из абразивностойких материалов (сплав ВК-6 и др.), направлены перпендикулярно или под углом к стенке скважины и имеют диаметр от 3 до 6 мм. Через эти насадки прокачивается жидкость с песком с расходом 3 - 3,2 л/с (через один насадок) при перепаде давления 18 - 30 МПа. Концентрация песка в жидкости составляет 50 - 200 г/л. Размер частиц песка - 0,2 - 2 мм.

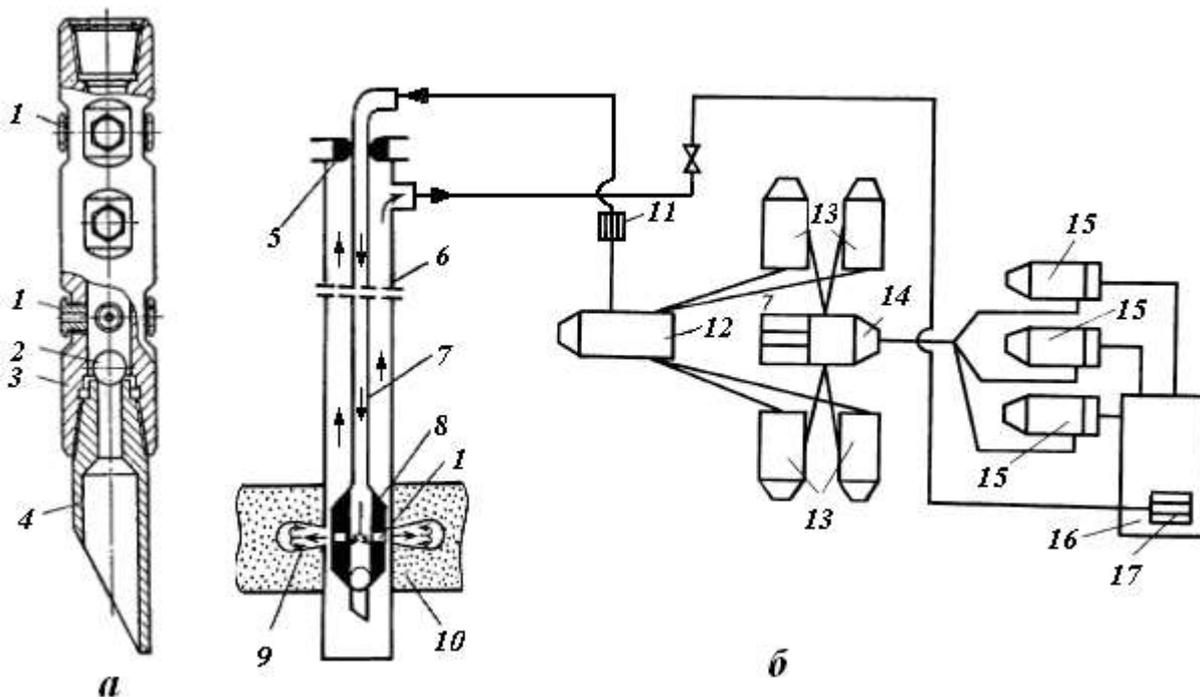


Рис. 7.5. Гидропескоструйная перфорация: а – перфоратор; б – схема обвязки оборудования; 1- гидромониторные насадки; 2 – рабочий шар; 3 – корпус перфоратора; 4 – хвостовик (перо); 5 – превентор; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна НКТ; 8 – пакер; 9 – перфорационные отверстия; 10 – продуктивный пласт; 11, 17 – фильтры; 12 – блок манифольда; 13 – насосные агрегаты высокого давления; 14 – пескосмеситель; 15 – насосные агрегаты низкого давления; 16 – емкость.

В качестве жидкости - песконосителя используют водные растворы солей, обработанных ПАВ, КМЦ, ПАА, жидкости на нефтяной основе (нефть, РНО).

Продолжительность образования точечных отверстий (каналов) - 15 - 30 мин, расход рабочей жидкости на один канал - 1 – 7 м³, песка 50 – 700 кг.

Для образования продольных щелевидных отверстий перфоратор перемещают по оси скважины со скоростью 2- 3 мин/см на длину до 0,5 м. Такой же эффект может быть получен при постепенном повышении давления при прокачке жидкости за счет удлинения колонны НКТ.

Таким образом проделывают продольные щели (обычно 5-6 шт. на 1 м мощности пласта) с интервалами не менее 0,5 м.

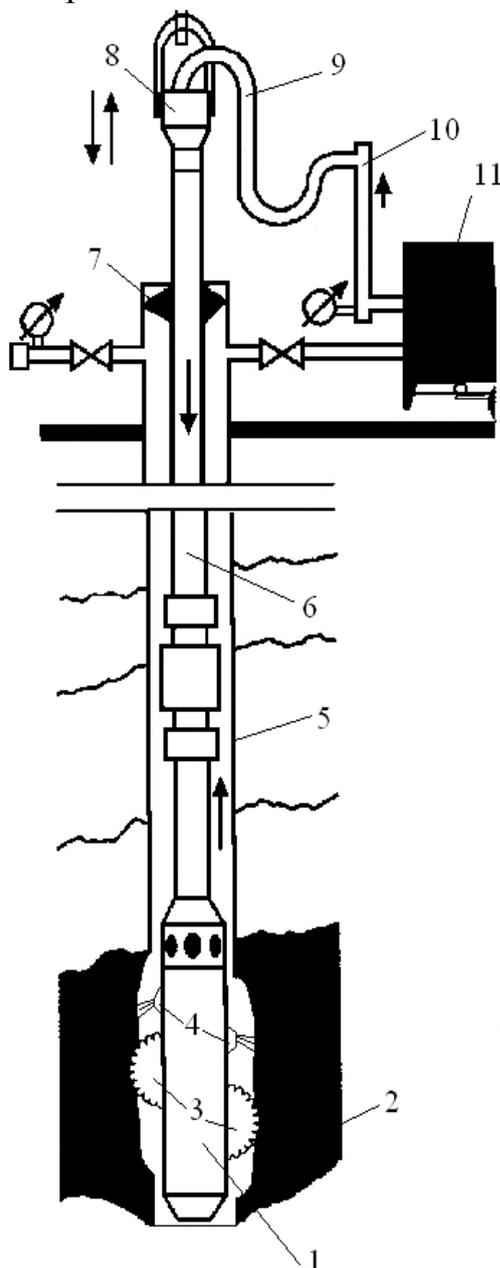
При проворачивании перфоратора могут образовываться кольцевые щели.

После перфорации жидкость-песконоситель из пласта выходит в ствол скважины, осадок песка с забоя вымывается обратной промывкой. При этом для разрушения уплотненного осадка может использоваться заостренный хвостовик перфоратора при вращении колонны НКТ.

При пескоструйной перфорации образуются более глубокие отверстия (до 1 м), отсутствует расстрескивание колонны и цементного камня, нет уплотнения породы в зоне перфорации. Эти обстоятельства уменьшают время на освоение скважины, повышают эффективность последующих соляно-кислотных обработок и ГРП.

Однако этот вид перфорации более дорогой, требует использования мощной техники - пескосмесительных машин (4ПА-50), насосных агрегатов высокого давления (АН 500, АН 700, УКНБ 600, а также больших затрат рабочих агентов и времени. По этим причинам широкого распространения этот вид перфорации не нашел.

Как разновидность описанного, известен метод азотогидропескоструйной перфорации. Сущность метода заключается в образовании отверстий или прорезей в обсадной колонне и каналов в цементном кольце и породе пласта с помощью газожидкостной струи, содержащей абразивный материал. За счет добавления газа в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 1,5 – 2 раза) увеличить размеры перфорационных каналов. На размеры выработки существенно влияет величина газосодержания системы. Наряду с возможностью увеличения длины канала при гидропескоструйной перфорации с азотом прослеживается еще одно преимущество – создается дополнительный перепад на насадках.



В отличие от гидропескоструйной перфорации при гидромеханической щелевой перфорации (рис. 7.6.) стенка обсадной трубы и цементное кольцо разрушаются механическим путем, поэтому та же цель – обеспечение предельной глубины перфорационного канала – достигается без применения абразивного материала и связанной с этим технической сложности всего процесса перфорации.

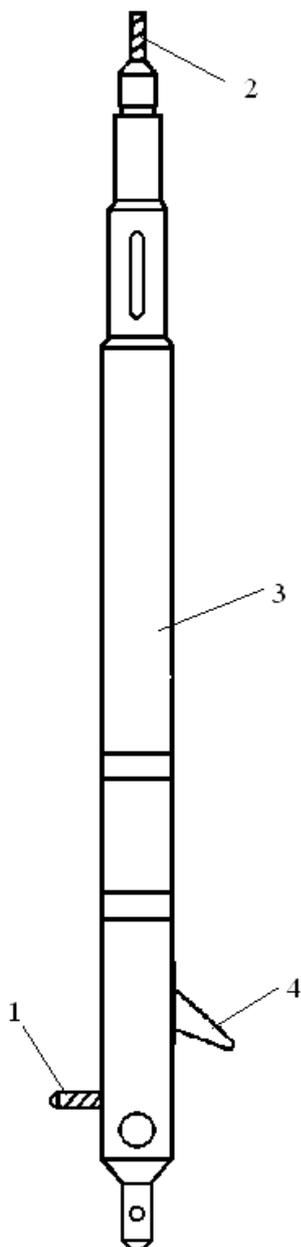
Первый этап - механическое разрезание эксплуатационной колонны или формирование продольного разреза в открытом стволе одним или двумя накатными дисками.

Второй этап - образование в продуктивном пласте глубоких каверн, воздействуя на горную породу гидромониторной струей жидкости вскрытия. Основными преимуществами ГМЩП по сравнению с кумулятивной перфорацией являются:

- более высокое гидродинамическое совершенствование по качеству вскрытия пласта, за счет вскрытия щелью всех флюидопроводящих каналов;

Рис. 7.6. Схема гидро-механической перфорации: 1 – перфоратор; 2 – продуктивный пласт; 3 – накатные диски; 4 – гидромониторные насадки; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – колонна НКТ; 7 – превентор; 8 – вертлюг; 9 – буровой рукав; 10 – стояк; 11 – насосный агрегат.

Рис. 7.7. Сверлящий перфоратор ПС-112: 1 – сверло; 2 – каротажный кабель; 3 – корпус; 4 – выдвижная пята.



- создание продольных разрезов необходимой протяженности;
- при сохранении прочности обсадной колонны, удельная площадь вскрытия в 2-4 раза больше, чем при кумулятивной перфорации;
- радиус проникновения в 2 раза больше, чем при кумулятивной перфорации;
- нет ударного воздействия на эксплуатационную колонну;
- нет фугасного воздействия на цементный камень за эксплуатационной колонной;

Увеличение дебита скважины при применении ГМЦП обусловлено в первую очередь значительным увеличением площади фильтрации. Увеличение площади фильтрации в карбонатных коллекторах, как было описано выше, достигается в основном различными кислотными обработками, что малоприменимо в терригенных коллекторах. Поэтому именно в терригенных коллекторах предполагается наибольший эффект от применения ГМЦП

Сверлящие перфораторы (рис. 7.7.) разработаны на основе боковых сверлящих грунтоносов. Принцип их действия - высверливание отверстий в стенке скважины сверлом или коронкой, приводимых в действие электродвигателем. Прибор спускается в скважину на каротажном кабеле, прижимается к стенке скважины и высверливается каждое отверстие индивидуально. Это позволяет более точно

привязаться к интервалу перфорации по глубине (при малой толщине пласта), отсутствуют гидродинамические и механические ударные воздействия на обсадные трубы и цементный камень.

Однако этот способ вскрытия пластов требует длительного времени, и получаемые отверстия имеют небольшую глубину (50 - 80- мм). Кроме того, сверлящая перфорация характеризуется сложностью процесса сверления, низкой производительности, низкой надежности.

В настоящее время разрабатывается способ прорезания щелевидных отверстий в стенке скважины (по образующей) с помощью режущих перфораторов. Их принцип действия заключается в движении по стенке скважины фрезы, приводимой в действие от электродвигателя перфоратора, спускаемого на каротажном кабеле. Достоинства и недостатки таких перфораторов те же, что и для сверлящих перфораторов.

Пробивная способность отечественных перфораторов и форма образующихся перфорационных отверстий показаны на рис. 7.8.

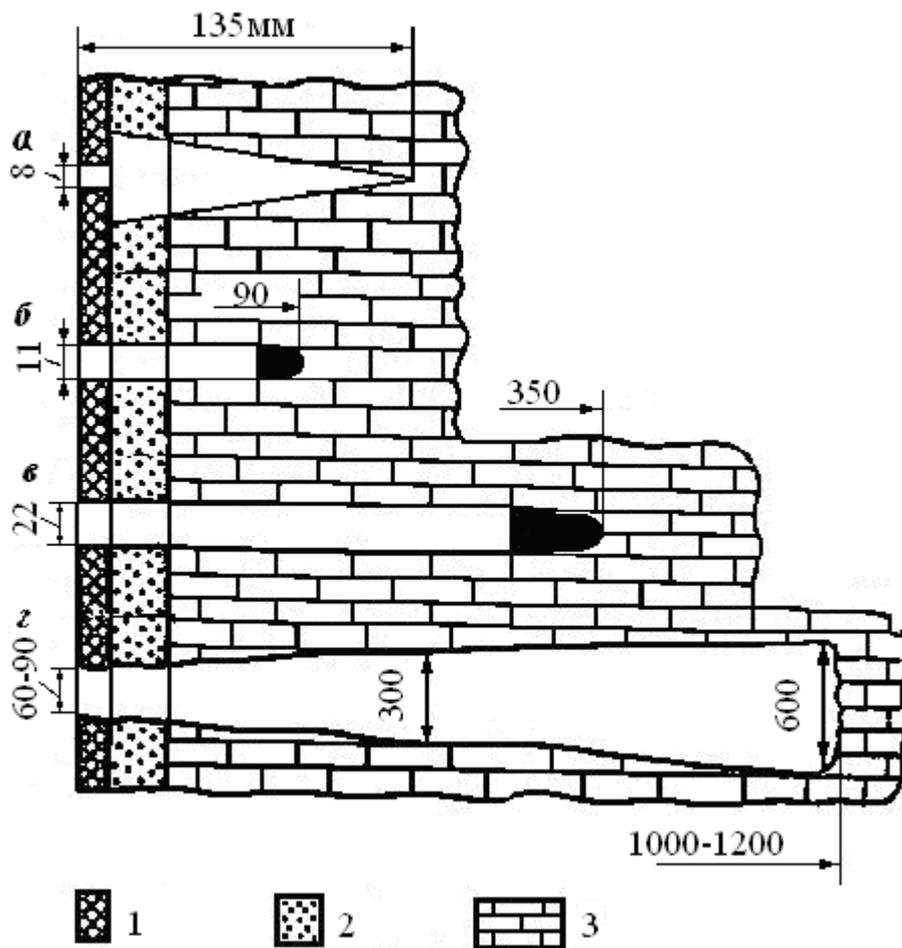


Рис. 7.8. Пробивная способность перфораторов:
а – кумулятивная (ПК-103); *б* – пулевая (ПВК-80); *в* – торпедная; *г* – щелевая гидropескоструйная.
 (1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – горная порода).

Выбор типоразмера и плотности перфорации осуществляется с учетом геологических условий, температуры и давления в зоне перфорации, технического состояния обсадных труб и цементного кольца и др. условий.

В мировой и отечественной практике перфорационные работы в 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
Пескоструйная	1 – 2
Прочие виды (гидромеханическая и др.)	0,5

7.2. Технология перфорационных работ

При подготовке скважины к вторичному вскрытию проводят следующие работы:

- эксплуатационную колонну тщательно промывают. Колонна должна быть заполнена жидкостью, обеспечивающей необходимое

противодавление на вскрываемые пласты. Это может быть буровой раствор, на котором производилось первичное разбуривание пластов, или другая жидкость, не ухудшающая коллекторские свойства. Иногда в зону перфорации и выше ее на 100-200 м закачивают специальную жидкость (перфорационную среду), которая не содержит твердой фазы, имеет низкую фильтрацию. Это могут быть водные растворы хлоридов, пена, пластовые воды, жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизтопливо, эмульсии и др). При необходимости утяжеления в состав перфорационной среды вводятся легкорастворимые утяжелители (CaCO_3 , FeCO_3).

- на устье скважины устанавливается колонная головка и перфорационная задвижка, рассчитанные на ожидаемое давление. Штурвал задвижки выносят в сторону от устья на 10 м и размещают его на щите с навесом. При использовании перфораторов на кабеле для герметизации устья используется лубрикатор. При спуске перфоратора на колонне НКТ или через нее на устье скважины устанавливается фонтанная арматура.

При перфорации также необходимо соблюдать условие:

$$P_3 + \rho_{\text{ж}} gH < P_0 + \rho_0 gH + P^*,$$

где P_3 , $\rho_{\text{ж}}$ – забойное давление и плотность жидкости при перфорации в обсадной колонне;

P_0 , ρ_0 - устьевое давление и плотность жидкости при ОЗЦ;

g - ускорение свободного падения;

H – высота столба жидкости в колонне в рассматриваемом сечении;

P^* - критическое давление, при котором нарушается цементное кольцо (табл. 7.2).

За величину забойного давления P_3 следует брать местное давление на участке перфорации при взрыве зарядов. Непосредственно в момент перфорации на стенки колонны, заполненной жидкостью, действует давление ударной волны, составляющей несколько сотен МПа [6, 8, 23]. Наименьшее давление возникает при работе с корпусным кумулятивным перфоратором. Так, при использовании кумулятивного перфоратора ПК-103 на стенки колонны действует давление около 100 МПа. Но и это давление значительно превышает допустимое. При эксцентричном расположении перфоратора в колонне местное ударное давление оказывается в несколько раз выше, особенно при наличии зазора между стенкой скважины и цементным камнем. Таким образом, предупредить растрескивание цементного камня при использовании стреляющих и кумулятивных перфораторов практически невозможно. Установлено, что зона трещинообразования может распространяться на расстояние до 200 м от зоны перфорации. Это может явиться причиной обводнений и межпластовых перетоков. Уменьшить ударную волну можно применением компенсаторов давлений, которые должны устанавливаться ниже и выше перфоратора.

Наряду с этим можно рекомендовать применение тампонажных

материалов, устойчивых к растрескиванию, армированные песком, глиной, минеральной ватой, асбестом и пр., материалы, характеризующиеся замедленным схватыванием и твердением. Облегченные тампонажные материалы образуют более устойчивый к растрескиванию цементный камень, чем утяжеленные (в цементном камне возникают напряжения меньшие на 20-25%).

Рекомендуется также проводить перфорационные работы в ранние сроки твердения цементного раствора, пока он имеет низкие модуль упругости и хрупкость и высокие пластические свойства. Хрупкость для цементного камня принято характеризовать параметром:

$$\lambda = \sigma_{сж} / \sigma_{изг}$$

Портландцементный камень, твердеющий в нормальных условиях (до 20°C), в течение первых суток твердения обладает хорошей устойчивостью к растрескиванию [5, 8, 23].

Интервал перфорации в скважинах определяется флюидонасыщенностью пластов продуктивной толщи. В случае вскрытия только нефте- или газоносного пласта, его перфорируют по всей продуктивной толще. Пласты с подошвенной водой перфорируются в кровельной части на 20 - 25% нефтенасыщенной толщины. В пластах с подошвенной водой и газовой “шапкой” перфорируют 10% нефтенасыщенной толщины, причем расстояние от верхних отверстий до ГНК должно составлять 30% нефтенасыщенной толщины пласта.

Исследованиями установлено [8, 17], что для уменьшения загрязнения пластов при их вторичном вскрытии репрессия при перфорации не должна превышать 2-2,5 МПа.

Перфорационные работы должны проводиться с минимальным отрицательным воздействием на коллекторские свойства породы. Буровые растворы, содержащие большое количество мелкодисперсной (глинистой) твердой фазы малопригодны для использования их в качестве перфорационной среды, т.к. имеет место коагуляция глинистыми частицами перфорационных каналов, вследствие чего их пропускная способность уменьшается в 2 и более раза. Даже при концентрации взвешенных частиц 0,50 – 2,0 г/л добиться положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно [8]. Поэтому для вторичного вскрытия пластов интервал перфорации должен быть заполнен жидкостью, содержащей минимальное количество твердой фазы. Для очищения жидкости (перфорационной среды) могут использоваться фильтры разных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненных кварцевым песком, и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц до 2 мг/л.

При выборе типа жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, регламентирующими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. При этом необходимо учитывать и свойства фильтрата, который проник в пласт во время первичного вскрытия.

Исследования показывают [8], если при разбуривании пласта использовался буровой раствор на водной основе, то применение в качестве перфорационной среды водных растворов солей NaCl, KCl, CaCl₂ обеспечивает достижение коэффициента восстановления проницаемости до 0,58-0,61.

Полимерные растворы с содержанием 0,3-0,5 % полиакриламида (ПАА) и 20 % CaCl₂ характеризуются коэффициентом восстановления проницаемости 0,39-5-0,46. Причинами тому являются проникновение макромолекул полимера в коллектор и адсорбция их на поверхности фильтрационных каналов.

После первичного вскрытия пластов с использованием буровых растворов на водной основе при проведении перфорации в среде инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР), содержащего 32,5 % дизельного топлива, коэффициент восстановления проницаемости не превышает 0,34. Причина низкой эффективности применения растворов на углеводородной основе в этом случае объясняется тем, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора на водной основе и перфорационной жидкости на нефтяной основе в коллекторе появляется новая зона углеводородного контакта, созданная фильтрациями этих систем. При этом создается благоприятная среда для образования в призабойной зоне пласта (ПЗП) вязких водонефтяных эмульсий и для блокирования части поровых каналов водным фильтратом.

С учетом изложенного в настоящее время в большинстве районов России и стран СНГ в качестве перфорационной среды при вторичном вскрытии пластов пулевыми, кумулятивными, сверлящими перфораторами используются водные растворы солей (NaCl, KCl, CaCl₂) без твердой фазы. Такая среда (жидкость) закачивается перед проведением перфорационных работ на забой скважины с перекрытием интервала перфорации на 50-100 м.

Для более полного сохранения коллекторских свойств породы пласта может использоваться метод перфорации (чаще кумулятивный) на депрессии, при котором в момент образования каналов под действием градиента давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы призабойной зоны. Одновременно происходит освоение скважины.

Вскрытие нефтяного пласта с расположением пластовых вод от него на расстоянии менее 5 м рекомендуется проводить сверлящими, режущими или гидропескоструйными перфораторами.

В большинстве нефтедобывающих регионов плотность перфорации выбирают от 10 до 30 отверстий на погонный метр.

В табл. 7.2. приведена рекомендуемая плотность перфорации широко распространенными перфораторами типа ПК-105.

Исследования, проведенные в Татарстане [17], показали, что при плотности перфорации 10 отв./м коэффициент гидродинамического совершенства достигает величины 0,85, обеспечивая нормальные условия притока нефти к забою скважины.

Таблица 7.2.

Рекомендуемая плотность перфорации [24]

Категория пород	Проницаемость, мкм ²	Плотность перфорации при	
		депрессии	репрессии
1. Слабо уплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1 < 0,1	6 10-12	12 12-18
2. Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,001	18-20	18-20
3. Карбонатные породы, аргиллиты и другие, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18-20	18-20
4. Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01 < 0,01	10-12 12	18-20 18-24
5. Тонкослоистые		20	20-24

Интервал перфорации в скважинах определяется флюидонасыщенностью пластов продуктивной толщи. В случае вскрытия только нефте- или газоносного пласта, его перфорируют по всей продуктивной толще. Пласты с подошвенной водой перфорируются в кровельной части на 20 - 25% нефтенасыщенной толщины. В пластах с подошвенной водой и газовой “шапкой” перфорируют 10% нефтенасыщенной толщины, причем расстояние от верхних отверстий до ГНК должно составлять 30% нефтенасыщенной толщины пласта.

Исследованиями установлено, что для уменьшения загрязнения пластов при их вторичном вскрытии репрессия при перфорации не должна превышать 2-2,5 МПа.

Для более полного сохранения коллекторских свойств породы пласта может использоваться метод перфорации (чаще кумулятивный) на депрессии, при котором в момент образования каналов под действием градиента давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы призабойной зоны. Одновременно происходит освоение скважины.

Вскрытие нефтяного пласта с расположением пластовых вод от него на расстоянии менее 5 м рекомендуется проводить сверлящими, режущими или гидropескоструйными перфораторами.

8. Освоение скважин

Освоение скважины - это комплекс работ по очистке призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП) и получению притока пластового флюида.

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин. После перфорации продуктивная толща пласта находится под репрессией столба жидкости или раствора. Это может быть чистая вода или специально приготовленный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ), или буровой раствор. Заполняющие скважину растворы (жидкости) должны быть инертны к металлу обсадной колонны и скважинного оборудования и не должны снижать проницаемость породы продуктивного пласта в околоскважинной зоне, поскольку период времени между перфорацией и освоением может исчисляться сутками, неделями или даже месяцами.

При решении вопроса о выборе способа и технологии вызова притока следует учитывать величину пластового давления, характер и степень снижения проницаемости породы ПЗП при первичном вскрытии, состав и свойства пород продуктивного пласта (степень цементированности, степень неоднородности коллекторских свойств), состав и свойства флюидов, наличие или отсутствие газовой шапки, подошвенных и посторонних высоконапорных вод, техническое состояние эксплуатационной колонны и цементного камня и др. факторы.

Исключительно важное значение следует придавать также решению вопроса о величине и скорости изменения (динамике) депрессий при вызове притока. Величина депрессии и ее динамика должны определяться типом порового пространства (гранулярный, трещинный) коллектора, составом и свойствами породы пласта, характером и степенью снижения проницаемости породы призабойной зоны, а также некоторыми другими факторами. При прочих одинаковых условиях в устойчивых коллекторах величина депрессии может быть большей и достигаться более быстро, в слабощементированных или трещинных – небольшой и медленно нарастающей. Для газовых пластов величина депрессии должна быть существенно меньше, чем в случае нефтяных. Большие депрессии часто являются причиной существенного ухудшения сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной и с породой пласта, особенно в интервалах глин и песчаников, размытых при бурении.

Движение пластового флюида в скважину возможно лишь при условии:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{заб}} + P_{\text{доп}},$$

где: $P_{\text{заб}}$ - забойное давление ($P_{\text{заб}} = H_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} g$);

$P_{\text{доп}}$ - дополнительное давление для преодоления гидравлических сопротивлений в пристволенной зоне пласта.

Величина $P_{\text{доп}}$ существенно коллекторских свойств горной породы, степени загрязнения ПЗП, метода и плотности перфорации и прочих факторов.

Наибольшие затруднения встречаются при освоении, если:

- в пласте низкое пластовое давление;
- в коллекторе имеется большое количество глины;



Рис. 8.1. Классификация методов освоения скважин

- пласт находился продолжительное время под воздействием бурового раствора;
- буровой раствор имел большое количество тонкодисперсной твердой фазы;
- буровой раствор имел высокий показатель фильтрации;
- в процессе бурения и крепления возникали условия для гидроразрыва продуктивного пласта.

Существуют несколько способов вызова притока при освоении скважины (рис. 8.1).

При вызове притока можно снизить плотность жидкости, заполняющей скважину, понизить уровень жидкости в скважине, или то и другое одновременно, понизить давление на забое применением эжекторных устройств. Снизить $P_{доп}$ можно методами очистки ПЗП, увеличением проницаемости породы коллектора, повышением степени и характера вскрытия пласта.

Выбор технологии и техники освоения определяется, в основном, состоянием призабойной зоны, величиной пластового давления, местоположением межфлюидальных разделов относительно интервала перфорации, назначением скважины, предполагаемым способом ее эксплуатации

При выборе способа освоения и величины депрессии на пласт учитывают пластовое давление, тип пластового флюида, прочность и устойчивость породы коллектора, близость других флюидонасыщенных горизонтов, прочность обсадной колонны, состояние крепи скважины, наличия технических средств освоения и другие факторы.

Для вызова притока из пласта, сложенного слабыми породами, применяют методы плавного снижения забойного давления. При высокой прочности породы коллектора и высокой герметичности цементного кольца

можно допускать резкое или ступенчатое уменьшение давления в скважине.

Допустимое значение депрессии на пласт при вызове притока выбирается с учетом прочности цементного кольца и устойчивости породы коллектора [2, 8]:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - (P'_{\text{пл}} - ah);$$

$$\Delta P \leq (\sigma_{\text{сж}}/2) - k(P_{\text{Г}} - P_{\text{пл}});$$

где: $P_{\text{пл}}$ – давление в продуктивном пласте;

$P'_{\text{пл}}$ – давление в ближнему водоносном горизонте;

$P_{\text{Г}}$ – горное давление;

$\sigma_{\text{сж}}$ – предел прочности породы на сжатие;

a – допустимый градиент давления на цементное кольцо для предотвращения гидрорыва (не более 2,5 МПа/м);

h – высота цементного кольца с плотными контактами с колонной и стенками скважины в интервале между продуктивным и водоносным горизонтами;

k – коэффициент бокового распора.

Правилами безопасности [18] предусмотрено, что величина депрессии для пород, склонных к потере устойчивости, не должна приводить к снижению эффективного напряжения в скелете породы-коллектора более, чем на 10 - 15%. Из этого условия рассчитаны и в табл. 8.1 приведены допустимые величины депрессии [8].

Приступить к освоению скважины следует после спуска в нее колонны НКТ и другого необходимого оборудования, установки оборудования устьевого (устьевого арматуры) и соответствующей обвязки устьевого арматуры. Нижний конец (башмак) колонны НКТ в зависимости от конкретных условий может быть установлен в пределах интервала перфорации, а также выше или ниже последнего. Например, более тщательная промывка ствола скважины будет обеспечена, если башмак НКТ разместить в зумпфе скважины.

Устьевая арматура и ее обвязка должны обеспечивать проведение промывки скважины, подключение компрессорных, насосных и других агрегатов, замер давления, температуры и расхода, отбор проб, спуск в скважину различных глубинных приборов, отделение газа от нефти и сжигание отделяемого газа, регулирование работы скважины, направление содержимого скважины в какие-либо емкости или в систему сбора и подготовки продукции скважин на промысле.

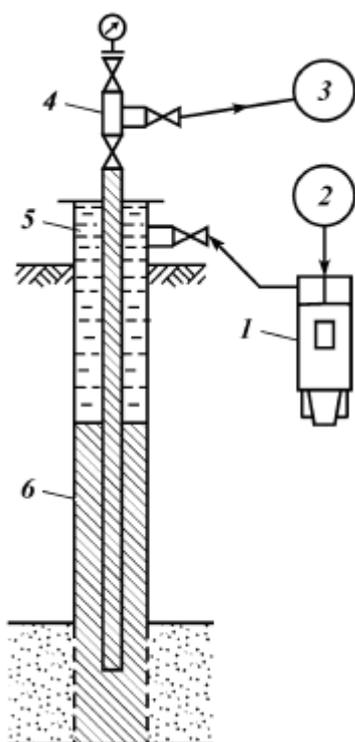
Таблица 8.1.

Допустимая депрессия на пласты горных пород
в зависимости от глубины и пластового давления

Глубина, м	Средняя плотность массива горных пород $\rho_{гор}$, МПа	Горное давление $p_{гор}$, МПа	$\Delta p_{деп} = 0,1 (p_{гор} - p_{пл})$, МПа, при различных $k_a = p_{пл}/p_{гст}$				
			0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
500	1670	8,2	0,70	0,57	0,33	0,08	—
1000	1700	16,7	1,4	1,2	0,7	0,2	—
1500	1750	25,8	2,2	1,8	1,1	0,4	—
2000	1820	35,7	3,1	2,6	1,6	0,6	—
2500	1900	46,6	4,0	3,4	2,2	1,0	—
3000	2000	58,9	5,2	4,4	2,9	1,5	0,01
3500	2150	73,8	6,5	5,7	4,0	2,2	0,5
4000	2300	90,3	8,0	7,1	5,1	3,1	1,2
4500	2400	105,9	9,5	8,4	6,2	4,0	1,8

Замена жидкости в скважине на более легкую - наиболее простой способ освоения и используется при наличии горизонтов с хорошими коллекторскими свойствами и повышенным пластовым давлением.

Для осуществления этого способа в скважину спускают колонну НКТ с башмаком-воронкой на конце, на устье устанавливают фонтанную арматуру (рис. 8.2). Глубину спуска НКТ определяют с учетом возможности ее прихвата. Если коллектор устойчив, то колонну НКТ можно опускать почти до забоя. При опасности прихвата (слабый коллектор) башмак колонны устанавливают на 10 - 50 м выше верхних отверстий перфорации.



Замену жидкости ведут обратной промывкой (реже - прямой) через межтрубное пространство и колонну НКТ с помощью ЦА или другого передвижного насоса. В процессе замены жидкости контролируют соотношение закачиваемой и выходящей жидкости. Если дебит жидкости, выходящей из скважины становится больше, чем расход закачиваемой, то это является признаком поступления флюида из пласта. Если дебит осваиваемой скважины быстро увеличивается, то выходящий поток жидкости направляют через линию дополнительным гидравлическим сопротивлением (штуцером).

Рис. 8.2. Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора:

1 - насосный агрегат; колонна НКТ; 2 - емкость для облегченной жидкости; 3 - емкость для сбора бурового раствора; 4 - фонтанная арматура; 5 - устье скважины; 6 - эксплуатационная колонна.

Если скважина перед освоением была заполнена утяжеленным буровым раствором, то сначала плотность закачиваемой жидкости снижают не более чем на 0,5 - 0,6 г/см³ [18], делают полный цикл циркуляции, затем еще понижают плотность закачиваемой жидкости. Это позволяет ступенчато снижать забойное давление и сохранить целостность скелета коллектора, обсадной колонны и цементного камня.

Следует отметить, что большая разница плотностей жидкостей (0,5 - 0,6 г/см³) допустима только в случае хорошо сцементированных пород и очень высокого качества крепления обсадной колонны.

При освоении пластов с хорошими коллекторскими свойствами и повышенном пластовом давлении иногда достаточно одно-двух ступенчатого снижения плотности закачиваемой жидкости для получения устойчивого притока пластового флюида.

При большом градиенте давления контакт цементного камня с обсадной колонной может нарушаться. Например, для условий Татарии контакт цементного камня с обсадной колонной разрушается при градиенте давления 2 МПа/м на участках непроницаемых горных пород, для участков проницаемых горных разрушение контакта происходит еще при меньших значениях градиента. Это следует учитывать при разработке технологии освоения скважины.

Если замена бурового раствора на техническую воду не позволила получить приток из пласта (или дебит составляем менее 10 м³/сут.), то воду можно заменить на нефть или перейти к закачке азрированной жидкости.

Нефть закачивается в скважину передвижными насосными агрегатами, установленными с наветренной стороны на расстоянии 20-25 м от устья. Контроль давления осуществляют по двум манометрам, установленным на выкиде насосов и у входа в затрубное пространство скважины. Давление на устье скважины в процессе освоения не должно превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны.

При низких коллекторских свойствах флюидонасыщенных платов и нормальных пластовых давлениях максимальное снижение забойного давления при замене жидкостей не превышает 25% пластового, что ограничивает возможности этого способа.

Компрессирование – метод освоения, сущность которого заключается в том, что уровень жидкости в скважине понижается за счет вытеснения ее газом, закачиваемым компрессором в межтрубное пространство обсадной колонны и колонны НТК (рис. 8.3).

Компрессорный способ нашел широкое применение при освоении нефтяных и газовых скважин, эксплуатировать которые планируется фонтанным или газлифтными способами. Компрессорный способ может быть единственным из известных при освоении скважин в зимних условиях, поскольку для вызова притока здесь используется газ (углеводородный, азот, углекислый). Таким образом, нет опасности замерзания используемого рабочего агента.

Сущность компрессорного способа заключается в нагнетании в скважину сжатого газа с целью удаления задавочного скважинного агента (однородной

жидкости или раствора) для уменьшения величины столба этого агента. В результате уменьшения величины столба скважинной жидкости или скважинного раствора уменьшается величина забойного давления.

При применении компрессорного способа вызова притока скважина должна быть оборудована колонной НКТ и фонтанной арматурой. Газ в скважину, как правило, нагнетается с помощью передвижного компрессора. Колонна НКТ может иметь (может и не иметь) пусковые отверстия или пусковые клапаны.

В простейшем случае сжатый газ поступает в задавочный скважинный агент через башмак (нижнее окончание) колонны НКТ. Давление на выходе из компрессора, при котором рабочий агент начинает поступать в задавочный скважинный агент, принято называть пусковым. Чем глубже находится башмак колонны НКТ, тем больше будет величина пускового давления и время продавки сжатого газа до башмака. Время продавки также зависит и от производительности компрессора. В глубоких скважинах пусковые давления могут составлять сотни атмосфер, а время продавки превышать двое суток.

С целью уменьшения пускового давления, уменьшения времени продавки по длине колонны НКТ устанавливаются пусковые отверстия или пусковые клапаны с диаметром отверстий 1-3 мм. Эти пусковые устройства одновременно играют роль диспергаторов, обеспечивающих лучшее перемешивание закачиваемого газа со скважинной жидкостью, в результате уменьшается удельный расход газа, улучшается процесс лифтирования, снижается вероятность вибрирования скважинного и устьевого оборудования.

В процессе закачки газа в затрубное пространство, уровень жидкости оттесняется до глубины установки клапана, газ из межтрубного пространства заходит в колонну НКТ, газифицирует там жидкость и выбрасывает ее на поверхность. Если при этом происходит резкий выброс жидкости из НКТ, то ее поток направляется через штуцерную камеру.

При продолжении нагнетания газа в межтрубное пространство он движется к следующему клапану и процесс повторяется. Таким образом, последовательно происходит снижение уровня жидкости в скважине, ступенчато снижается забойное давление. Места установки клапанов рассчитываются исходя из мощности компрессоров. Из практики освоения скважин таким способом расстояние между клапанами (муфтами) составляет 300-500 м. Число клапанов в компоновке НКТ выбирается исходя из расчетной депрессии на осваемый пласт.

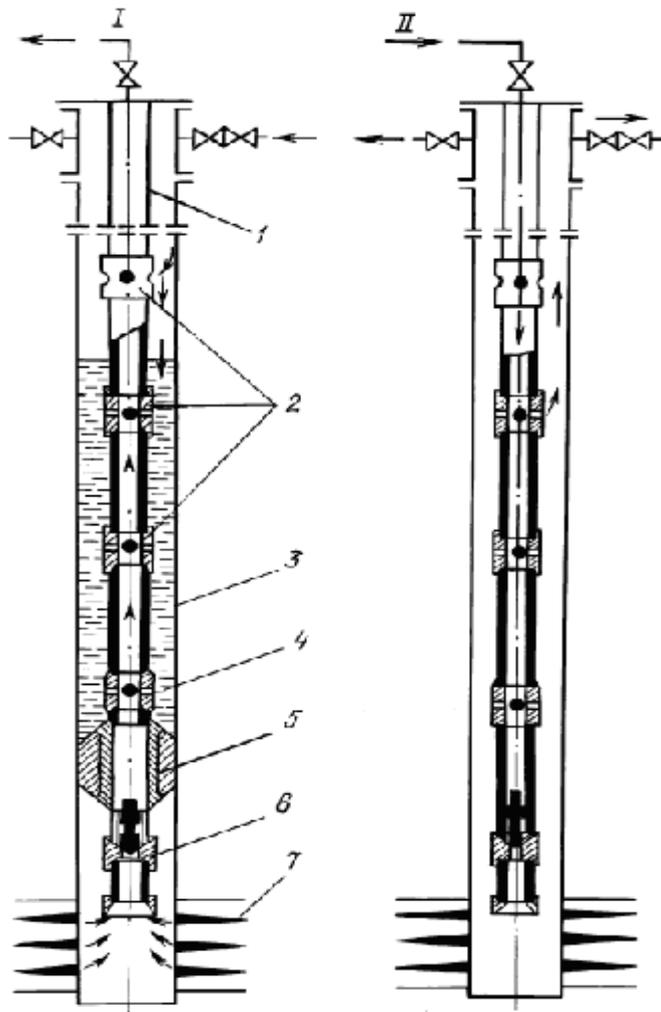


Рис. 8.3. Технологическая схема освоения скважины методом компрессирования:

I – при закачке газа в межтрубное пространство; II – при закачке газа в колонну НКТ; 1- колонна НКТ; 2 – пусковые клапана (муфты); 3 – обсадная колонна; 4 – скважинная жидкость; 5 – пакер; 6 – прямой клапан; 7 – интервал перфорации.

При компрессорном способе вызова притока в околоскважинной зоне пласта могут создаваться очень высокие градиенты давления из-за депрессий, возникающих во время интенсивного газирования и выброса задавочного раствора, которым заполнена скважина. Большие по величине депрессии способствуют частичной очистке перфорационных каналов и каналов фильтрации от загрязняющего материала, т.е. частичному восстановлению продуктивности скважин. В то же время высокие депрессии, как уже отмечалось, могут приводить к ряду негативных последствий. Таким образом, в большинстве случаев вызов притока должен происходить при строго ограниченной величине депрессии.

В настоящее время для выработки обедненной по кислороду воздушной смеси разработана и используется передвижная компрессорная станция СД-9/101 М – «Азот», которая вырабатывает смесь, состоящую на 90% из азота с производительностью 5 м³/мин, развивает давление до 8 МПа.

При использовании компрессоров низкого давления может быть применен *метод газовых подушек* (рис. 8.4). Суть этого метода заключается в

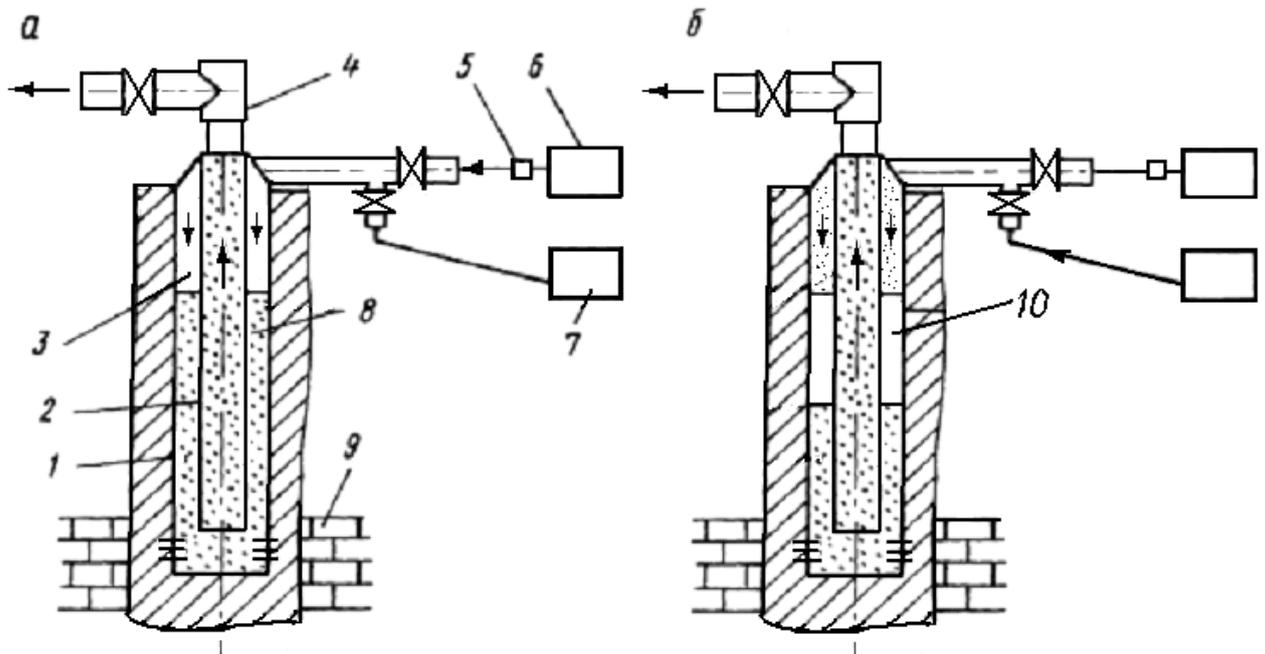


Рис. 8.4. Схема освоения скважины методом закачки газовых подушек:

а – закачка газа; *б* – закачка жидкости; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – нагнетаемый газ; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – газогенераторная станция; 7 – насосный агрегат; 8 – скважинная жидкость; 9 – продуктивный пласт; 10 – газовая подушка.

том, что газ закачивается сначала в затрубное пространство, затем порция газа насосными агрегатами жидкостью продавливается до уровня, необходимого для создания расчетной депрессии на пласт. Скорость закачки и продавки газовой подушки должна быть такой, чтобы пузырьки газа не успевали всплывать (нисходящая скорость движения жидкости должна быть не менее 0,4 м/с). Затем закачку жидкости прекращают, затрубное пространство открывают и жидкость из скважины выбрасывается расширяющимся газом. Уровень жидкости в колонне НКТ и межтрубном пространстве выравнивается и давление на забое становится ниже пластового, что может обеспечить вызов притока из пласта. При необходимости (низкое пластовое давление, сильное загрязнение ПЗП) газовая подушка может быть продавлена до башмака колонны НКТ. Тогда при открытии трубного и затрубного пространства одновременно из них будет происходить выброс жидкости. Воздушных подушек может быть несколько (закачка последовательно). При этом уровень жидкости в скважине может быть снижен на большую глубину (до 2500 м), что обеспечит повышенную депрессию на пласт. Недостатком этого способа освоения является резкое снижение давления на забое, что может сопровождаться разрушением скелета горной породы.

Снижение уровня жидкости в скважине может осуществляться **свабированием (поршневанием)**. Сваб представляет собой трубу (патрубок) диаметром 25 – 37,5 мм (рис. 8.5, *а*), в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате (рис. 8.5, *б*). Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволочной сеткой.

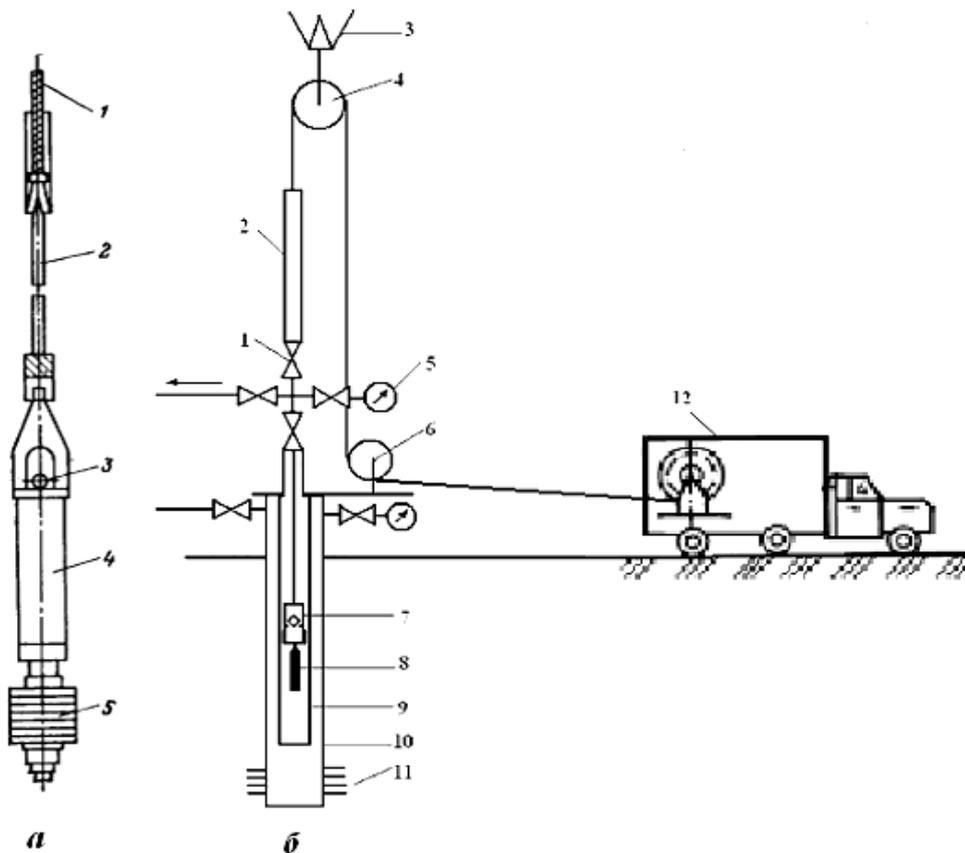


Рис. 8.5. Освоение скважины свабированием: *а* – сваб (1 – канат, 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень), *б* – схема обвязки (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4,6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 – каротажный подъемник).

Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу (50 кг). При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность.

Тонкий стальной канат, на котором закреплен сваб, наматывается на барабан лебедки (каротажного подъемника ПКС-5) со скоростью до 1,2 – 1,4 м/с. Спуск сваба осуществляется со скоростью до 0,5 м/с.

Глубина погружения сваба под уровень жидкости зависит от прочности каната, мощности лебедки и обычно составляет 250 - 300 м (не более 500м). Момент достижения свабом уровня жидкости в НКТ отмечается по провисанию каната при его спуске. За один рейс сваба уровень жидкости в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм снижается на 60 м. Поэтому применение этого метода освоения приводит к почти плавному снижению забойного давления.

При установке пакера в межтрубном пространстве НКТ можно существенно сократить (до 2 раз) время на освоение скважины.

Свабиование при высоком пластовом давлении проводится при установленной на устье фонтанной арматуре и лубрикаторе. Если пластовое давление таково, что уровень жидкости в освоенной скважине ожидается ниже устья, то свабиование может проводиться при негерметизированном устье.

Свабирование прекращают при полном извлечении скважинной жидкости или при начавшемся проявлении пластового флюида.

Этот способ освоения скважины не требует дополнительного громоздкого оборудования и позволяет более длительно дренировать пласт.

Однако при осуществлении этого способа возможны осложнения – обрывы каната, заклинка сваба, искрообразование, повышенная вероятность загрязнения окружающей среды (при отсутствии герметизации устья скважины).

Тартание – способ освоения, который для снижения уровня жидкости в скважине предполагает использование желонки, которая представляет из себя трубу (длина 10 - 15 м) с тарельчатым клапаном в днище. Наружный диаметр желонки не должен превышать 70% внутреннего диаметра обсадной колонны. Желонка спускается в обсадную колонну на канате какой-либо лебедки. У устья скважины должна находиться специальная емкость, в которую при каждом подъеме сливается содержимое поднятой из скважины желонки. Последовательными откачками (поступательными движениями желонки по обсадной колонне) уровень жидкости в скважине медленно понижается. Например, для снижения уровня на 500 м при диаметре эксплуатационной колонны 168 мм желонкой диаметром 114 мм необходимо сделать 110 рейсов.

Тартание следует применять в неглубоких скважинах, когда пластовое давление существенно меньше гидростатического, когда не ожидается фонтанирования, поскольку скважины не имеют колонны НКТ и устьевой арматуры. В скважинах с наличием сероводорода применение желонки не допускается.

Тартание является малопроизводительным трудоемким способом, характеризующимся низким коэффициентом полезного действия и относительно высокими энергетическими затратами. Интенсивному износу подвергаются канат, обсадная колонна и собственно желонка. Поэтому этот способ освоения скважин используется крайне редко.

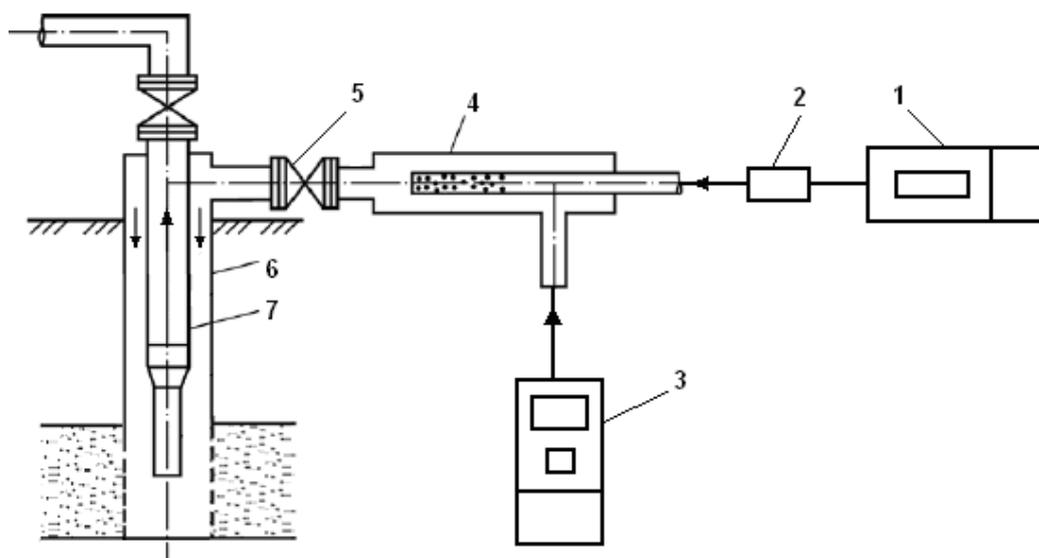


Рис.8.6. Схема освоения скважины способом аэрации:

1- компрессор; 2 – обратный клапан; 3 – насосный агрегат; 4 – аэратор; 5 – задвижка; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна НКТ.

Метод аэрации заключается в обратной промывке скважины газожидкостной системой. Для этого в скважину спускают колонну НКТ, устье оборудуют фонтанной арматурой. Для приготовления газожидкостной системы компрессорную установку через обратный клапан и аэратор обвязывают с насосным агрегатом (рис. 8.6).

При осуществлении этого метода сначала скважину промывают водой с ПАВ, затем в линию нагнетания через аэратор компрессором подают газ (азот). Для лучшей аэрации жидкости давление подачи газа должно быть на 0,3 – 0,5 МПа выше, чем давление подачи жидкости. Регулируя количество подаваемого газа (степень аэрации) можно в широких пределах изменять плотность газожидкостной системы, снижать ее до 0,3 – 0,4 г/см³. Скорость нисходящего потока газожидкостной системы должна быть такой, чтобы не происходило всплывание газа и образования газовых пробок.

При этом методе забойное давление снижается плавно, что благоприятно сказывается на целостности цементного камня и скелета горной породы. При необходимости (низкие пластовые давления) можно перейти на нагнетание чистого газа (при глубинах до 2000 м).

Закачка газожидкостной системы (газа) прекращается при получении устойчивого фонтанирования.

Тот же механизм происходит при **освоении скважины пенами**. Пена – это устойчивая газожидкостная система, стабильность которой придает ПАВ (ОП-10, сульфонол и др.). При этом методе скважина промывается 2 или 3 фазной пеной, плотность которой может варьировать в широких пределах (от 0,1 до 0,9 г/см³). Схема получения пены аналогична схеме получения газожидкостной системы (рис.8.7).

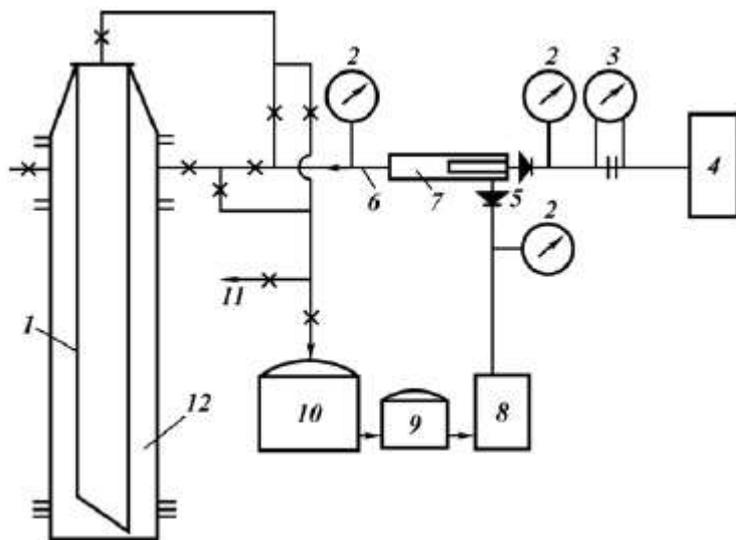


Рис. 8.7. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной: 1- НКТ; 2- манометры; 3 – расходомер газа; 4 – компрессор; 5 – обратные клапаны; 6 – аэратор; 7 – нагнетательная линия; 8 – насос; 9 – мерная емкость; 10 – накопительная емкость для пенообразующей жидкости; 11 – выкид пены; 12 – затрубное пространство.

Отличие в том, что насос подает не чистую воду, а водный раствор ПАВ и других реагентов (сода, метанол, гидрофобизатор, КМЦ, жидкое стекло, РС). Образующаяся пена устойчива во времени (2 – 3 часа), легко диспергирует и пептизирует глинистые частицы, загустевший глинистый раствор, происходит дегидратация ПЗП, повышается фазовая проницаемость породы для нефти. Сама пена легко удаляется со стенок труб и из порового пространства пласта.

При освоении скважин могут применяться как однокомпонентные, так и многокомпонентные двухфазные пены. Даже простейшая пенная система обладает высокопластичными и упругими свойствами, которые способны оказывать положительное влияние на результативность процесса вызова притока из пласта в скважину.

Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией. С целью предотвращения проникновения дополнительного количества фильтрата вызов притока следует осуществлять заменой скважинной жидкости однокомпонентной двухфазной пеной с малой степенью аэрации при прямой схеме циркуляции. После полной замены скважинной жидкости пеной необходимо приступить к закачке в скважину пены с меньшей плотностью, но уже по кольцевой схеме циркуляции, т.е. новые порции пены меньшей плотности направлять в скважину через затрубное пространство.

Освоение скважин с обработкой ПЗП для интенсификации притока проводится при депрессии, достигающих 10 -15 МПа и превышают депрессии при эксплуатации скважин на 50-70%. Создаваемые при этом гидромеханические нагрузки на фильтр скважины приводят к нарушению герметичности затрубного пространства, прорыву подошвенных и посторонних вод, обводненности продукции.

В Иваново-Франковском институте нефти и газа была разработана технология освоения скважин *эжекторными установками* с очисткой призабойной зоны путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями [3]. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата (рис. 8.8). Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии. После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения- восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта.

Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удается извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

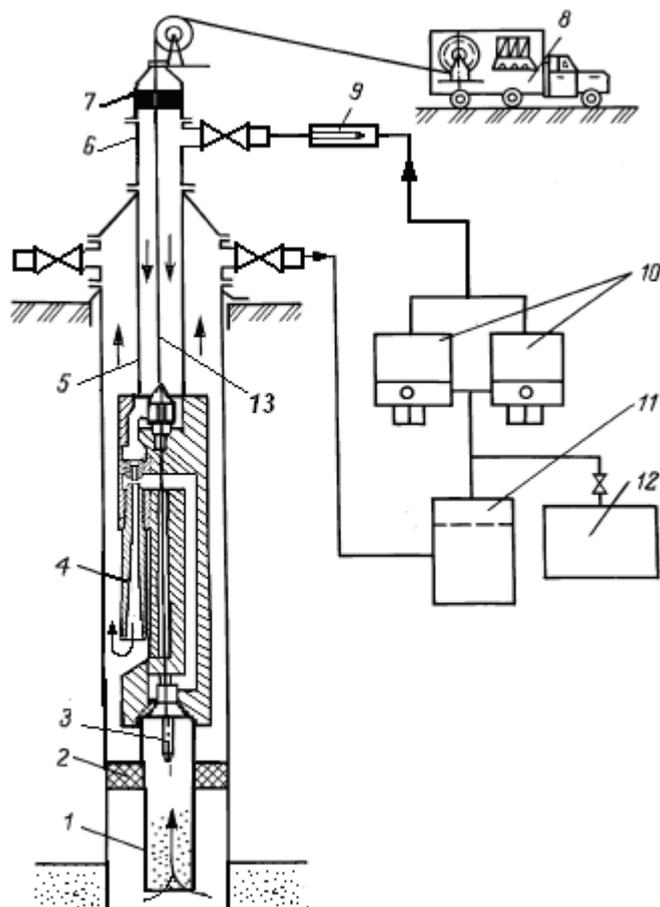


Рис. 8.8. Схема освоения скважины с использованием эжекторной установки:
 1 – хвостовик; 2 – пакер; 3 – манометр; 4 – эжекторный насос; 5 – колонна НКТ; 6 – устьевая арматура; 7 – лубрикатор; 8 – каротажная станция; 9 – фильтр; 10 – насосные агрегаты; 11, 12 – мерные емкости; 13 – кабель.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до 1000 м³/сут. жидкости и более.

Освоение скважин пластоиспытателями проводится в условиях аномально низких пластовых давлений, низкой проницаемости пласта или сильной его загрязненности, при прочном скелете горной породы. При этом пластоиспытатель (КИИ, МИГ) спускается в эксплуатационную колонну на трубах НКТ с одним или двумя пакерами с опорой на забой. Технология освоения заключается в резком снижении забойного давления при открытии впускного клапана пластоиспытателя. При этом может лучше очищаться загрязненная призабойная зона.

Пакер КИИ устанавливается над испытуемым пластом и, герметично перекрывая обсаженный или необсаженный ствол, изолирует подпакерный объем от остальной части ствола скважины. Путем соединения подпакерного пространства с полостью буровых труб создается депрессия и происходит приток нефти или газа из испытуемого интервала пласта в буровые трубы. Этот период испытания называется периодом притока. Он может длиться от нескольких минут до нескольких часов. После окончания притока испытатель

пластов закрывается без нарушения герметичности пакеровки и происходит восстановление давления на забое скважины. Изменение давления в периоды притока и восстановления регистрируется глубинными манометрами.

КИИ позволяет создавать мгновенную высокую депрессию на испытуемый пласт, что оказывает в отдельных случаях благоприятное воздействие на процесс очистки порового пространства призабойной зоны. Причем периоды притока и восстановления давления могут повторяться неоднократно. Эти факторы, а также относительная простота спуска и надежность герметизации способствовали широкому использованию КИИ для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении скважин.

Снижение уровня жидкости в скважине может проводиться *глубинными погружными насосами* (ЭЦН, плунжерный) при спущенной колонне НКТ и полностью оборудованном устье и используется для освоения добывающих скважин при незагрязненной ПЗП. Этот метод прост, освобождает бригаду от дополнительных работ по вызову притока, дренированию пласта и может проводиться круглосуточно. Этот метод особенно распространен после ремонта скважин, когда они осваиваются после ремонта, а до ремонта они длительно эксплуатировались механизированным способом. В этих случаях, как правило, на скважинах не ожидается фонтанных проявлений.

Вызов притока в таких скважинах можно осуществить насосным способом путем снижения уровня жидкости (уменьшением величины столба жидкости в скважине). Причем может использоваться именно тот насос, которым эта скважина будет в дальнейшем эксплуатироваться. Насос может спускаться на проектную глубину в соответствии с предполагаемым дебитом и положением динамического уровня при эксплуатации скважины на расчетном технологическом режиме работы.

Это экономичный способ вызова притока. Однако, его следует применять, если скважина и ее забой предварительно тщательно очищены и не содержат подвижных механических примесей, которые бы осложнили нормальную работу скважинного насоса.

При освоении скважин также *может происходить снижение проницаемости призабойной зоны*. Дело в том, что на практике часто освоение скважины по разным причинам производится не сразу после проведения перфорации.

Увеличение периода ожидания освоения скважины приводит, как правило, к дальнейшему росту водонасыщенности породы призабойной зоны за счет затухающей фильтрации задавочного раствора под действием статического давления, что сопровождается дальнейшим снижением проницаемости породы для нефти и газа.

Процесс освоения скважин связан со спуском в скважину различного оборудования и с закачкой в скважину различных рабочих агентов (инертные газы, пены, углеводородные и водные растворы). Под действием возникающих при этом дополнительных динамических давлений происходит дальнейшая фильтрация в пласт тех агентов, которые в это время заполняют скважину.

Загрязнение продуктивных пластов происходит и при выполнении перфорационных работ. Перфорационный канал – это соединение между

стволом скважины пластом. Поэтому очень важно, чтобы жидкость заканчивания (перфорационная среда) была отфильтрована и не содержала трубной смазки, ржавчины и прочих компонентов, которые могут попадать в перфорационные дыры и засорять их.

Продуктивность скважины во многом зависит от того, насколько глубоко перфорационный канал проникает через зону кольматации и насколько эффективно частицы твердой фазы, образующиеся в результате перфорации (металл, цемент и др.) удалены из перфорационного канала.

Во время выстрела вокруг перфорационного тоннеля могут создаваться зоны уплотнений гонной породы, оплавленность стенок перфорационного канала. Такие зоны вокруг перфорационного канала имеет меньшую проницаемость чем неповрежденный участок пласта. Все эти явления снижают эффективность перфорационных работ.

Перфорация на депрессии или с нулевым перепадом давления обычно производится с минимальным ущербом, который наносится в зоне ствола скважины. Сразу после перфорации на депрессии происходит первоначальный выброс из коллектора, при котором из перфорационных отверстий выносятся все продукты, образовавшиеся после прострела. Кроме того, при перфорации на депрессии и с нулевым перепадом давления, возможность проникновения жидкости заканчивания (перфорационной среды) в пласт устраняется или сводится к минимуму.

9. Испытание продуктивных пластов в обсаженном стволе

Испытание скважин проводят с целью получения достоверной информации, необходимой для оценки коллекторских свойств пород продуктивных пластов, определения основных гидродинамических параметров, продуктивности и степени загрязнения объекта, выбора способа и оптимального режима эксплуатации скважины и месторождения в целом.

К испытанию приступают сразу же после освоения скважина, а при необходимости - после стимулирующего воздействия на ПЗП.

Испытание пластов в колонне (крепленном стволе) осуществляется раздельно методом «снизу – вверх», т. е. сначала испытывают нижний объект (пласт), затем переходят к испытанию вышележащего объекта. При этом исследованный горизонт изолируется герметичным цементным мостом или другими техническими средствами (СТС, ВП).

Перед испытанием проводится оборудование устья скважины в соответствии с выбранным режимом испытания, типом пластового флюида, ожидаемым рабочим давлением (рис. 9.1). На верхний фланец колонной головки устанавливается фонтанная арматура. На боковом отводе елки фонтанной арматуры размещают штуцерную камеру (обычно штуцеры 3 диаметров). На всех боковых отводах устанавливают регистрирующие приборы (манометры, расходомеры), проботборник. После задвижек высокого давления и штуцерной камеры присоединяется линия низкого давления, которая соединяется с трапами и мерными емкостями.

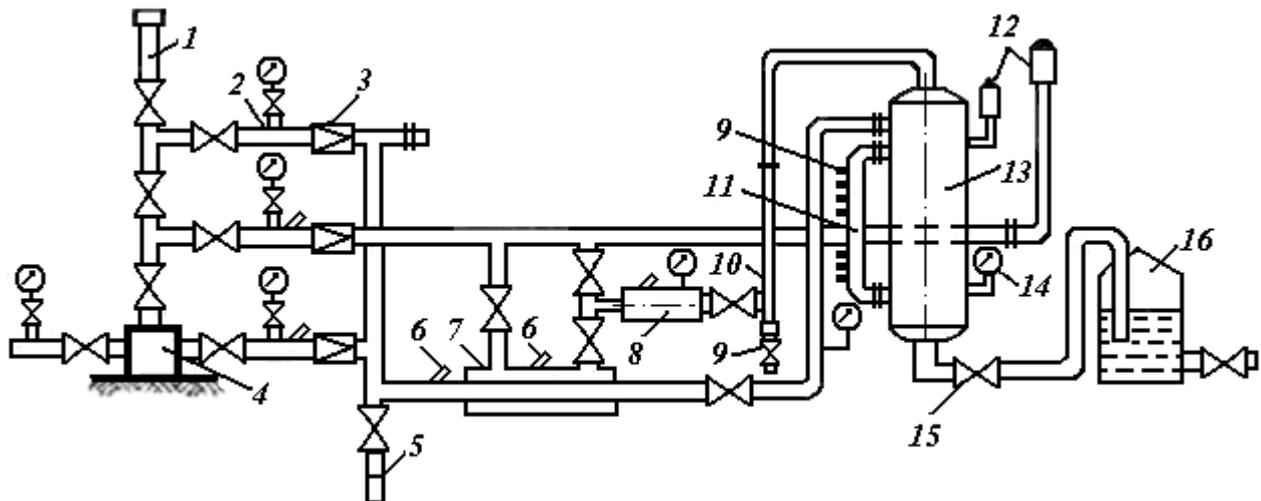


Рис. 9.1. Схема обвязки устья газовой скважины для испытания и исследования:

1- лубрикатор; 2- катушка для установки манометров и термометров; 3- штуцерная камера; 4 устье скважины; 5 – породоулавливатель; 6 – термометры; 7 – теплообменник; 8 – пружер; 9 – вентили высокого давления; 10 – пробоотборная трубка; 11 – гребенка; 12 – предохранительные клапаны; 13 – трап; 14 – манометр; 15 – задвижка; 16 – мерная емкость.

Трапную установку и мерные емкости устанавливают на расстоянии не менее 50 м от устья скважины. От трапной установки прокладывают 2 трубопровода - к коллектору для сбора жидкости и к факельному стояку, для сжигания газа, выделяющегося при дегазации нефти в трапной установке. Факел устанавливается на расстоянии не менее 100 м от скважины, трапа и мерных емкостей. Для лучшей очистки жидкости от газа иногда применяется двухступенчатая сепарация. Все линии опрессовываются на полуторакратное рабочее давление. при исследовании газовой скважины на линии, которая идет на факел устанавливается дополнительный штуцер.

К обвязке устья скважины, используемой при ее исследовании (испытании) предъявляются следующие требования:

- должна быть предусмотрена возможность переключения на штуцера различного диаметра или смена штуцеров;
- должна быть предусмотрена возможность ремонта отводных линий, штуцных камер и задвижек, сепараторов без остановки скважины;
- должна быть предусмотрена возможность быстрого присоединения нужного количества цементировочных агрегатов для глушения скважины;
- должна быть предусмотрена возможность закрывать скважину под давлением при полном выходе из строя устьевого арматуры;
- должна быть предусмотрена возможность принимать продукцию скважины (флюид) как по колонне НКГ, так и по затрубному пространству.

Исследования пластов проводят следующими методами:

- для нефтяных фонтанирующих и газовых скважин - метод установившихся режимов (метод пробных откачек);
- для нефтяных не фонтанирующих скважин - метод неустановившихся режимов (метод восстановления-падения давления).

Порядок исследования нефтяной фонтанирующей скважины методом установившихся режимов состоит в следующем.

При получении фонтанирующего притока нефти (после освоения)

производят очистку забоя. При этом дают скважине поработать через штуцер большого диаметра (6-8 мм) в течение 1,5 - 2 часов на сбросовый амбар (емкость) мимо трапной установки.

После очистки забоя скважины, но ранее чем через 3 суток работы ее на штуцере минимального диаметра проводят исследования работы разведочной скважины на 4 - 6 режимах прямым ходом (увеличивая дебит на 10 - 20 %) и на 2 - 3 режимах обратным ходом. После каждого изменения режима скважину оставляют работать в течение 12 - 14 часов (стабилизация режима), после чего измеряют исследуемые параметры (дебит, устьевое и забойное давление). Скважина считается отработанной на данном режиме, если два последующих замера контролируемых параметров дают практически одинаковые результаты. Периодичность замера параметров - давление - через 3 часа; - дебит - через 1 сутки в течение не менее 1 часа.

По результатам измерений параметров строят индикаторную кривую зависимости дебита от величины забойного давления или от величины депрессии на пласт (рис. 9.2). По виду зависимости устанавливают характер закона фильтрации (режим работы пласта).

При работе скважины на минимальном диаметре штуцера отбирают пробы нефти и газа для лабораторных исследований.

Исследование скважины прекращают с момента получения признаков разрушения породы или появления воды, или когда забойное давление снизится и станет меньше пластового на 25%.

После проведения исследований проводится кратковременная пробная эксплуатация скважины на оптимальном режиме в течение 10 - 15 суток.

Эксплуатационные добычные скважины, как правило, исследуются на одном режиме, предусмотренном схемой разработки до установления постоянства содержания воды в продукции скважины.

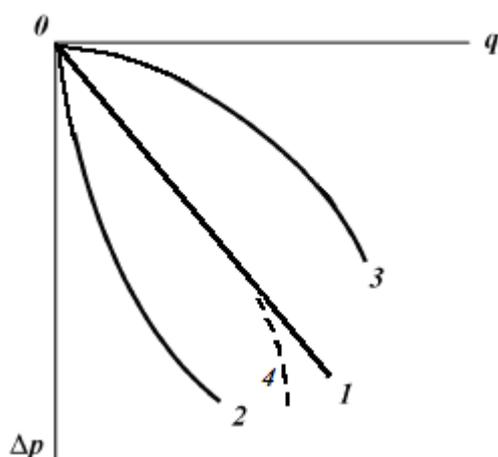


Рис. 9.2. Зависимость дебита от величины депрессии при установившемся режиме исследований (индикаторная диаграмма):

1 — линейная зависимость фильтрации (напорный режим); 2 — режим дренирования (режим растворенного газа, гравитационный); 3 — неустойчивые процессы в пласте (дефектная кривая) 4 — нарушение линейного закона под влиянием сил инерции.

Исследование газовых скважин имеет свои особенности.

После получения притока газа (газоконденсата) затрубное пространство закрывают и дают поработать скважине через колонну НКТ на штуцере большого диаметра (или без него) в течение 2-3 часов (очистка забоя и ствола). Получаемый газ сжигают. Затем скважину закрывают до восстановления пластового давления, замеряют устьевое и забойное (пластовое) давление.

Затем исследуют работу скважины на 4 - 5 режимах прямым ходом (увеличивая диаметры штуцеров) и на 1 - 2 режимах обратным ходом. На каждом режиме замеряют устьевое и забойное давление и температуру, дебит газа. Все замеры проводят после установившегося режима работы скважины.

Свидетельством отработки скважины на каждом режиме является стабилизация устьевых и забойных давлений. На одном из режимов производят отбор проб газа в контейнеры для исследования его состава и свойств.

После окончания исследования нижнего объекта (пласта) переходят к исследованию вышележащего объекта. До начала исследования очередного пласта производится изоляция исследованного объекта цементным мостом, устанавливаемым выше зоны перфорации (если были получены положительные результаты) или в зоне перфорации (при отсутствии притока).

Нефтяные не фонтанирующие скважины исследуются методом неустановившихся режимов. Сущность этого метода заключается в состоит в прослеживании скорости восстановления забойного давления во времени после остановки скважины или скорости снижения забойного давления после пуска скважины в работу. При этом забойное давление регистрируется через равные промежутки времени.

При проведении исследований (метод пробных откачек на менее чем на 3 режимах) отбивка уровня жидкости в скважине проводится в начале и в конце исследования с использованием аппарата Яковлева. Отбор проб с растворенным газом производят как можно ближе к интервалу перфорации, на этой же глубине проводят замер давления и температуры. Замер забойного давления проводят глубинными манометрами.

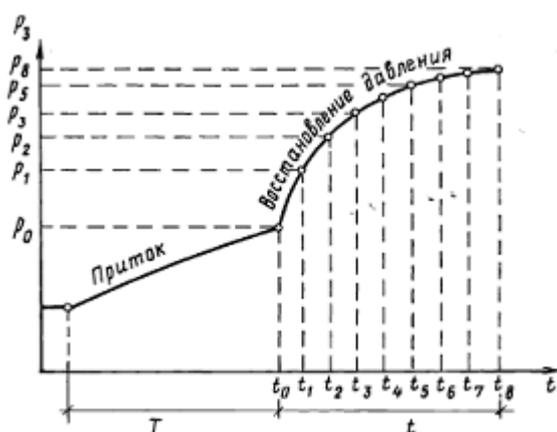


Рис. 9.3. График изменения давления на забое скважины при испытании в неустановившемся режиме:

T – время притока при открытом устье; t_0 – время закрытия устья скважины, $(t = t_8 - t_0)$ – время восстановления давления.

По результатам исследований строят кривую восстановления давления (КВД) на забое скважины (рис. 9.3) в координатах $\Delta P_{\text{ЗАБ}} = f(t)$ или $\Delta P_{\text{ЗАБ}} = f(\lg t)$.

На форму КВД влияют такие факторы, как нарушение режима работы скважины перед ее остановкой, наличие пластов с различными фильтрационными характеристиками и др.

В результате обработки данных, полученных при исследовании скважин (пластов) в крепленном стволе рассчитывают следующие параметры:

- параметры фильтрации пласта (коэффициент проницаемости, гидропроводность, пьезопроводность);
- коэффициент продуктивности;
- параметры загрязненности ПЗП (скин-эффект, коэффициент закупорки);
- величину давления насыщения;
- величину газового фактора и др.

10. Заключительные работы при строительстве скважин

10.1. Обвязка устья скважин

Оборудование устья скважин должно осуществляться с использованием колонных головок различных конструкций по схемам, утвержденным для каждого района работ [18].

Конструкция устья скважины и колонных головок при этом должны обеспечивать [13]:

- жесткую и герметичную обвязку всех обсадных колонн, выходящих на устье скважины;
- подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн, обеспечивающую компенсацию температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны);
- возможность контроля флюидопроявлений за обсадными колоннами;
- возможность управления скважиной при ликвидации газонефтеводопроявлений и аварийном глушении в процессе бурения и крепления.

Конструкции большинства колонных головок (рис. 10.1) предусматривают последовательную клиновую подвеску обсадных колонн, герметизацию межтрубного пространства, возможность для контроля давления в нем и отбора или подкачки жидкости, возможность монтажа противовыбросового и фонтанного оборудования.

В том случае, если обсадная колонна зацементирована не до устья, перед обвязкой ее натягивают с расчетным усилием и подвешивают в клиновом захвате колонной головки.

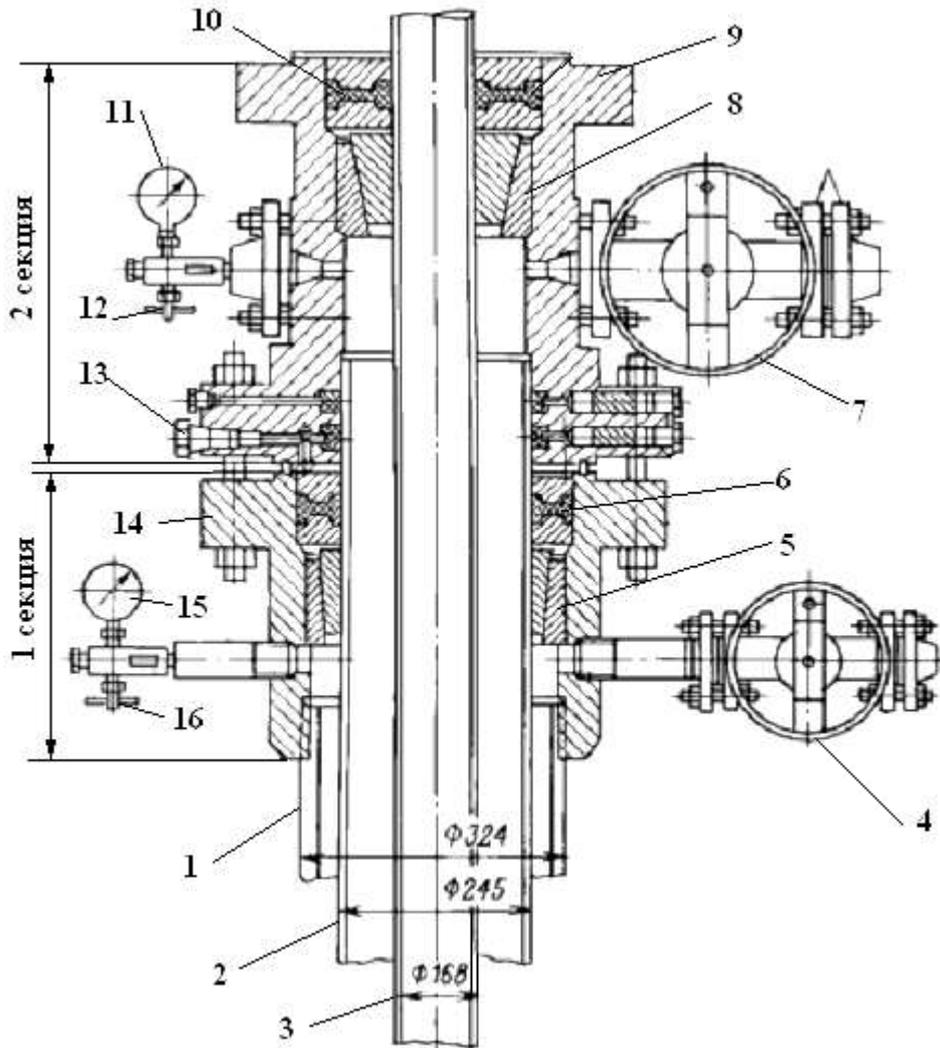


Рис. 10.1. Колонная головка ОКК 2:

1 - кондуктор; 2- техническая колонна; 3- эксплуатационная колонна; 4, 7 - задвижки; 6, 10 – уплотнители; 5, 8 – клиновья подвеска; 9 – корпус двухфланцевый; 11, 15 – манометры; 12, 16 – краны запорные; 13 – заглушка; 14 – корпус однофланцевый.

Величина натяжения обсадной колонны при ее обвязке должна исключать возможность искривления колонны в результате потери устойчивости под влиянием изменения температуры и давления при работе скважины. В то же время, величина натяжения колонны не должна превышать допустимые для ее растягивающие нагрузки:

$$Q_H \geq Q;$$

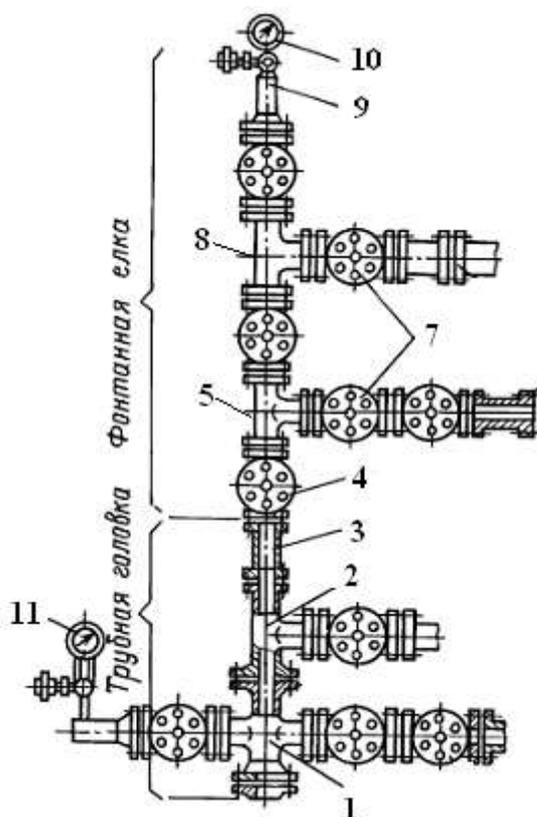
$$Q_H \geq Q + Q_t - Q_p + Q_{гс};$$

Условие прочности колонны на растяжение (страгивание):

$$Q_H \leq Q_{СТР}/[n_{СТР}];$$

где: $Q_t = \alpha EF \Delta t$; $Q_p = 0,47P_y d^2$; $Q_{гс} = 0,235 gl(D^2\rho_H - d^2\rho_B)$;

- Q – вес незацементированной части колонны;
 Q_t – усилие, возникающее в результате нагрева (охлаждения) колонны в процессе эксплуатации скважины;
 Q_p – усилие, возникающее в колонне в результате воздействия внутреннего избыточного давления в процессе эксплуатации скважины;
 $Q_{гс}$ – усилие, возникающее в колонне в результате воздействия внешнего и внутреннего гидростатического давления жидкости;
 α – температурный коэффициент расширения;
 E – модуль упругости материала труб (модуль Юнга);
 F – площадь сечения тела трубы;
 Δt – средняя температура нагрева (охлаждения) колонны;
 P_y – устьевое давление при эксплуатации скважины;
 D, d – наружный и внутренний диаметр колонны соответственно;
 l – длина незацементированной части колонны;
 ρ_n, ρ_v – плотность жидкости за колонной и внутри колонны соответственно;
 g – ускорение свободного падения.
 $Q_{СТР}$ – страгивающая нагрузка;
 $[n_{СТР}]$ – нормативные коэффициент запаса прочности на страгивание;



Герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного затрубного пространства проверяют путем опрессовки.

На колонную головку в зависимости от способа эксплуатации скважины устанавливают соответствующую арматуру. Для эксплуатации скважины в фонтанном режиме может использоваться фонтанная арматура тройникового (рис. 10.2) или другого типа.

Рис.10.2. Фонтанная арматура тройникового типа:

1 – крестовина; 2, 5, 8 – тройники; 3 - патрубок; 4, 7 – задвижки; 9 – лубрикатор; 10,11 – манометры.

10.2. Передача скважин заказчику

Законченная строительством скважина передается заказчику по акту передачи, который составляет приемо-сдаточная комиссия из представителей заказчика и бурового предприятия. Как правило, в состав комиссии входят начальники цехов добычи нефти и бурения, буровой мастер и мастер по добыче нефти и др.

Передача скважины и технической документации оформляется актом по установленной форме.

В акте на передачу скважины отмечаются:

- основные сведения о скважине (№ скважины, площадь, глубина залегания продуктивных пластов и др.);
- глубина спуска эксплуатационной колонны (одр);
- характеристика профиля и направления искривления ствола скважины;
- тип и параметры бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов;
- результаты испытания эксплуатационной колонны на герметичность;
- интервалы, способ и плотность перфорации;
- результаты освоения (опробования) скважины;
- сведения по проведенным ремонтным работам;
- интервалы и виды проведенных геофизических исследований;
- характеристика спущенного в скважину и установленного на устье оборудования;

Вместе с актом заказчику передается дело скважины (комплект документов), в котором содержатся:

- а) акт о заложении скважины;
- б) проект бурения скважины (типовой геолого-технический наряд);
- в) акты о начале и окончании бурения скважины;
- г) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны;
- д) материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;
- е) расчеты обсадных колонн (диаметр, длины секций, толщины стенок, группы прочности стали и другие необходимые характеристики);
- ж) акты на цементирование обсадных колонн, расчеты цементирования, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента (диаграммы цементомера), меру труб, компоновку колонн, данные о плотности глинистого раствора в скважине перед цементированием;
- з) акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;
- и) планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;
- к) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;
- л) акты опробования или освоение каждого объекта с приложением данных исследования скважин (дебиты, давления, анализы нефти, воды, газа);

- м) заключение (акты) на испытания пластов в процессе бурения (испытателями пластов);
- н) дощину и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);
- о) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважины;
- п) описание керна;
- р) паспорт скважины с данными в процессе бурения, нефтегазопроявлениях, конструкции;
- с) акты о натяжении колонн;
- т) акты об оборудовании устья скважины;
- у) акты о сдаче геологических документов по скважине.

После передачи скважины производятся финансовые взаиморасчеты с заказчиком.

Ввод законченных строительством скважин в эксплуатацию осуществляется при положительном заключении местных органов Ростехнадзора РФ.

10.3. Консервация скважин

Консервация скважин может производиться в процессе строительства скважины, после его окончания и в процессе эксплуатации.

Консервация скважин в процессе строительства производится в случаях:

- консервации части ствола скважин, защищенного обсадной колонной, при сезонном характере работ – на срок до продолжения строительства;
- разрушения подъездных путей в результате стихийных бедствий – на срок, необходимый для их восстановления;
 - несоответствия фактических геолого-технических условий проектным – на срок до уточнения проектных показателей и составления нового технического проекта строительства скважин;
 - при строительстве скважин кустовым способом – в соответствии с действующими правилами строительства на кустах нефтяных и газовых скважин.

Для консервации скважин с открытым стволом необходимо:

- а) спустить бурильный инструмент с “воронкой” до забоя скважины, промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектом на строительство скважины;
- б) поднять бурильные трубы в башмак последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;
- в) загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;
- г) провести консервацию бурового оборудования в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, действующей в области промышленной безопасности;

д) на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины и организации-владельца.

Для консервации скважины со спущенной (неперфорированной) обсадной колонной необходимо:

а) спустить в скважину бурильный инструмент или колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) до глубины искусственного забоя;

б) обработать буровой раствор с доведением его параметров в соответствии с проектом на строительство скважины, добавить ингибитор коррозии;

в) приподнять колонну на 50 м от забоя, верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

Законченные строительством скважины подлежат консервации на срок до их передачи заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды в соответствии с проектной документацией, строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

Необходимость установки цементного моста над интервалом перфорации устанавливается планом работ на консервацию скважины, разработанным и согласованным в установленном порядке, в зависимости от длительности консервации и других факторов.

Порядок работ по консервации скважины:

а) спустить НКТ с «воронкой». При коэффициенте аномалии давления $k_a > 1,1$ в компоновку насосно-компрессорных труб включить пакер и клапан-отсекатель;

б) заглушить скважину жидкостью с параметрами, установленными проектной документацией и обработанную ингибиторами коррозии. В интервал перфорации закачать специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;

в) поднять НКТ выше интервала перфорации. Верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

г) устьевое оборудование защитить от коррозии. С устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;

д) оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках). На ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, предприятия-пользователя недр, срока консервации. Провести планировку прискважинной площадки;

В процессе эксплуатации подлежат консервации:

а) эксплуатационные скважины на нефтяных и газовых месторождениях после того, как величина пластового давления в них достигает давления насыщения или начала конденсации, - на срок до восстановления пластовых давлений, позволяющих вести их дальнейшую эксплуатацию, что устанавливается проектом разработки месторождения (залежи);

б) добывающие скважины в случае прорыва газа, газовых шапок к забоям – на срок до выравнивания газонефтяного контакта;

в) добывающие скважины при снижении дебитов до величин, предусмотренных проектом (технической схемой), а также нагнетательные скважины при снижении приемистости – на срок до организации их перевода или приобщения другого горизонта, а также изоляции или разукрупнения объекта эксплуатации под закачку газа (воды) в соответствии с проектом разработки или проведения работ по увеличению приемистости;

г) эксплуатационные и нагнетательные скважины в случае прорыва пластовых или закачиваемых вод – на срок до проведения работ по изоляции, до выравнивания фронта закачиваемой воды или продвижения водонефтяного контакта при наличии заключения проектной организации;

д) скважины, эксплуатация которых экономически неэффективна, но может стать эффективной при изменении цены на нефть (газ, конденсат и т.п.) или изменении системы налогообложения, если временная консервация, по заключению научно-исследовательской организации, не нарушает процесса разработки месторождения;

е) эксплуатационные скважины, подлежащие ликвидации по категории 1-б, если они в перспективе могут быть рационально использованы в системе разработки месторождения или иных целях;

ж) эксплуатационные скважины, эксплуатация которых прекращена по требованию государственных органов надзора и контроля на срок до проведения необходимых мероприятий по охране недр, окружающей среды и т.п.

Временная приостановка деятельности объекта в связи с экономическими причинами (отсутствием спроса на сырье и т.п.) может осуществляться без консервации скважин на срок до 6 месяцев при условии выполнения мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды на весь срок приостановки, согласованных с территориальными органами Госгортехнадзора России.

До ввода скважин в консервацию необходимо:

а) поднять из скважины оборудование. При консервации сроком более одного года по скважинам, оборудованным штанговыми гидравлическими насосами, поднимается подземное оборудование;

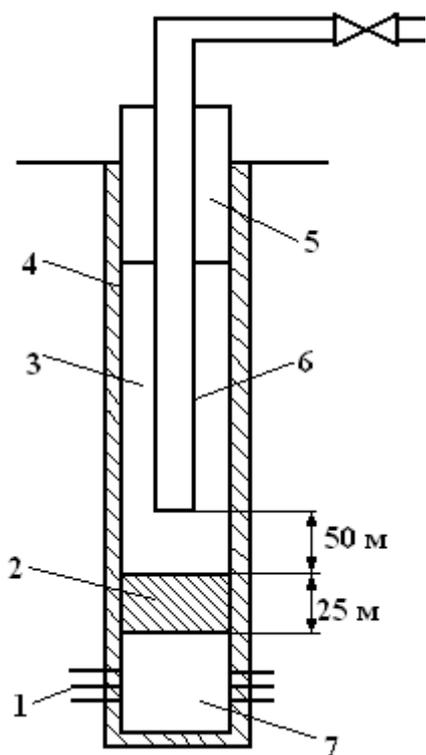


Рис. 10.3. Схема оборудования ствола скважины при консервации на длительное время:

1 – интервал перфорации; 2 – цементный мост; 3 – жидкость, обеспечивающая противодавление на пласт; 4 – обсадная колонна; 5 – незамерзающая жидкость; 6 – колонна НКТ; жидкость, не ухудшающая коллекторские свойства пласта.

б) спустить НКТ, промыть ствол скважины, очистить интервал перфорации;

в) проверить герметичность колонны и отсутствие заколонной циркуляции;

г) ствол скважины заполнить нейтральной жидкостью, исключаяющей коррозионное воздействие на колонну и обеспечивающей сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта и необходимое противодавление на пласт. Верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

д) при консервации нагнетательных скважин срок повторных проверок герметичности эксплуатационных колонн не должен превышать одного года, а эксплуатационных скважин, отработавших амортизационный срок – не более пяти лет.

Схема обвязки устья скважины, установка цементных мостов выше интервалов перфорации, возможность извлечения из скважины НКТ устанавливаются проектной документацией на консервацию скважины.

В скважинах, эксплуатирующих два и более горизонта с разными пластовыми давлениями, следует провести необходимые разобщения этих горизонтов установкой цементного моста (рис. 10.3).

При наличии в продукции скважины агрессивных компонентов должна быть предусмотрена защита колонн и устьевого оборудования от их воздействия.

Периодичность проверок законсервированных скважин устанавливается пользователем недр по согласованию с территориальным органом Госгортехнадзора России (но не реже: двух раз в год – для скважин, законсервированных после окончания строительства, и одного раза в квартал – в процессе эксплуатации, если в них не установлены цементные мосты). Результаты проверок отражаются в специальных журналах по произвольной форме.

При обнаружении в ходе проверок или в других случаях тех или иных недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и т.п.) скважина должна быть выведена из консервации. Предприятие – пользователь недр (владелец) обязано выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальными органами Госгортехнадзора России.

Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей по согласованию с органами Госгортехнадзора России.

10.4. Ликвидация скважин

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

I – скважины, выполнившие свое назначение;

II – скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;

III - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные)

IV – скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

I категория — скважины, выполнившие свое назначение. К ним относятся:

I -а) скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства, проектами (технологическими схемами) и другими технологическими документами на разработку месторождений;

I -б) скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом, технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектом возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд;

I -в) скважины, пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий, после выполнения установленных проектом задач;

I -г) скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие, при отсутствии необходимости их дальнейшего использования;

I -д) скважины, выполнившие свое назначение на подземных хранилищах нефти и газа и месторождениях термальных и промышленных вод.

II категория — скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам. К ним относятся:

II-а) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, то есть в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, а также скважины, где были проведены работы по интенсификации притока, которые не дали результатов;

II-б) скважины, прекращенные строительством из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам бурения предыдущих скважин;

II-в) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе неопределенных препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высоко пластичные породы);

II-г) скважины, законченные строительством на подземных хранилищах нефти, газа и месторождениях теплоэнергетических и промышленных вод и оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях (“сухими”, не давшие притока и т.п.);

II-д) скважины нагнетательные, наблюдательные, эксплуатационные, йодобромные, теплоэнергетические, бальнеологические, а также скважины, пробуренные для сброса промысловых отходов, для эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, оказавшиеся в неблагоприятных геологических

условиях, при отсутствии необходимости их использования в иных хозяйственных целях.

III категория — скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные). К ним относятся скважины, где прекращены строительство, работы по капитальному ремонту или эксплуатация вследствие аварий, инцидентов и осложнений, ликвидировать которые существующими методами невозможно или экономически нецелесообразно:

III-а) скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, а также аварии с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования. В случаях, когда в исправной части ствола скважины (выше аварийной части) имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с технологическими документами на разработку месторождений отработке этой скважиной, ликвидируется в установленном порядке только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию;

III-б) скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным;

III-в) скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны в результате ее коррозионного износа вследствие длительной эксплуатации в агрессивной среде;

III-г) скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением реальной опасности оползневых явлений или затопления;

III-д) скважины при смятии, сломе обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин, многолетнемерзлых пород;

III-е) скважины, пробуренные на морских месторождениях в случае аварийного ухода буровых установок, разрушения гидротехнических сооружений, технической невозможности и экономической целесообразности их восстановления;

III-ж) скважины, пробуренные с недопустимыми отклонениями от проектной точки вскрытия пласта.

IV категория — скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам. К ним относятся:

IV-а) скважины, законченные строительством и не пригодные к эксплуатации из-за несоответствия прочностных и коррозионностойких характеристик эксплуатационной колонны фактическим условиям;

IV-б) скважины, не пригодные к эксплуатации в условиях проведения тепловых и газовых методов воздействия на пласт;

IV-в) скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 и более лет в ближайшие 5 лет не предусмотрен их ввод в эксплуатацию, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна;

IV-г) скважины, расположенные в санитарно-защитных зонах населенных пунктов, водоохранных зонах рек, водоемов, запретных зонах, по обоснованным требованиям уполномоченных органов;

IV-д) нагнетательные скважины при прекращении их приемистости, скважины на подземных хранилищах и скважины, предназначенные для сброса промышленных вод и отходов производства при невозможности или экономической нецелесообразности восстановления их приемистости;

IV-е) скважины – специальные объекты, ликвидация которых по мере выполнения поставленных задач проводится в соответствии с требованиями законодательства и настоящей Инструкции;

IV-ж) скважины, расположенные в зонах, где изменилась геологическая обстановка, повлекшая за собой изменение экологических, санитарных требований и мер безопасности, и возникло несоответствие эксплуатации скважин статусу этих зон;

IV-з) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за возникновения форс-мажорных обстоятельств длительного действия, банкротства предприятия, отсутствия финансирования, прекращения деятельности предприятия, окончания срока действия лицензии на пользование недр.

Все работы по ликвидации скважин должны проводиться по индивидуальным планам изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважин для данной площади или месторождения и соответствующей инструкцией Ростехнадзора.

Оборудование устьев и стволов нефтяных и газовых скважин при их ликвидации должно проводиться в следующем порядке.

Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод ($k_a > 1,1$) и слабопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов.

Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и на 20 м ниже кровли и на столько же выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м (рис. 10.4).

В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

Результаты работ оформляются соответствующими актами.

Извлечение верхней части технической колонны с незацементированным затрубным пространством допускается при отсутствии в разрезе напорных и углеводородсодержащих горизонтов.

В этом случае в оставшейся части технической колонны устанавливается цементный мост высотой на 50 м выше и 20 м ниже места извлечения колонны.

Оставшаяся часть технической колонны и заполняется нейтральной жидкостью, кондуктор - нейтральной незамерзающей жидкостью.

При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория Ш-а) в необсаженной части ствола и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот неприхваченной части инструмента.

При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой.

При аварии с бурильным инструментом, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны.

Устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие - пользователь недр, дата ее ликвидации.

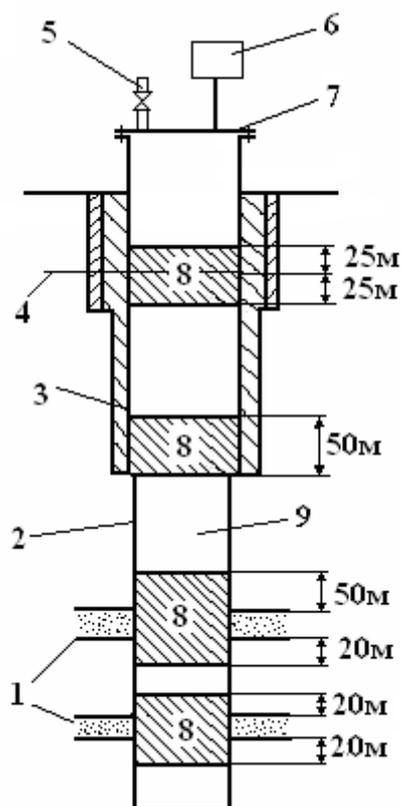


Рис. 10.4. Схема оборудования устья и ствола скважины при отсутствии эксплуатационной колонны:

1 – продуктивные пласты; 2 – открытый ствол скважины; 3 – кондуктор (промежуточная колонна); 4 – граница пресных и соленых вод; 5 – дыхательный вентиль; 6 – репер; 7 – заглушка; 8 – цементные мосты; 9 – жидкость, обеспечивающая противодействие на пласты.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне) и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), предприятия-пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю, о чем делается соответствующая отметка в деле скважины и акте на рекультивацию земельного участка.

По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится следующим образом.

При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). Если по решению пользователя недр производится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на «голове» оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью.

При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, и на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цементного раствора и качества цементирования.

При ликвидации скважины с нарушенной эксплуатационной колонной из-за аварии или с корродированной колонной вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цементного кольца за колонной. Производится установка цементных мостов в интервалах нарушения эксплуатационной колонны с перекрытием всей нарушенной или прокорродированной части колонны и на 20 м выше и ниже этих интервалов. Вышележащая часть колонны опрессовывается.

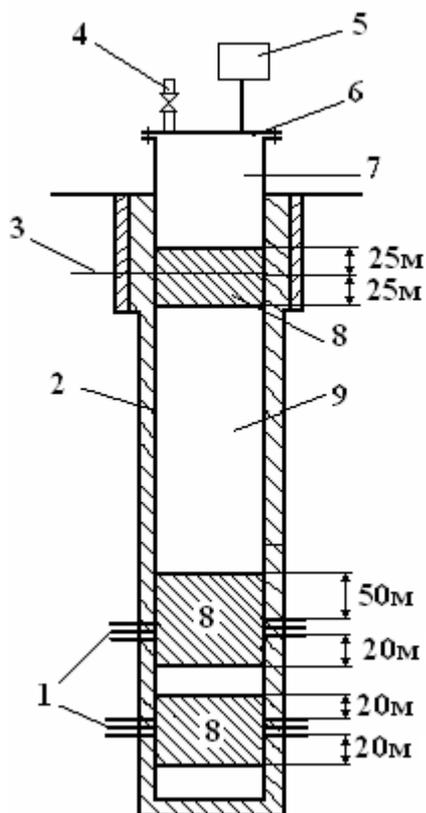


Рис. 10.5. Схема оборудования устья и ствола скважины при ликвидации с оставленной эксплуатационной колонной:

1 – интервал перфорации; 2 – эксплуатационная колонна; 3 - граница пресных и соленых вод; 4 - дыхательный вентиль; 5 - репер; 6 - заглушка; 7- незамерзающая жидкость; 8 – цементные мосты; 9 – жидкость, обеспечивающая противодействие на пласты.

На устье ликвидируемых скважин на эксплуатационной колонне устанавливается заглушка с дыхательным вентилем и металлический репер с данными по скважине (рис. 10.5).

По скважинам, вскрывшим малодебитные, низконапорные пласты ($k_a < 1,1$), допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает верхние отверстия перфорации не менее чем на 50 м.

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие - пользователь недр, дата ее ликвидации.

При консервации и ликвидации скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода должны выполняться следующие дополнительные требования:

1. При консервации скважина заполняется раствором, обработанным нейтрализатором. Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост высотой не менее 100 м. Лифтовая колонна НКТ должна быть приподнята над цементным мостом не менее чем на 50 м или извлечена из скважины. После установки цементного моста трубное и затрубное пространства скважины должны быть заполнены раствором, обработанным нейтрализатором.

2. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы.

3. Устье законсервированной скважины должно быть ограждено, на ограждении установлена металлическая табличка, на которой кроме общих сведений делается надпись «Опасно, сероводород!».

4. При ликвидации скважин (с эксплуатационной колонной или без нее) продуктивный пласт должен перекрываться цементным мостом по всей его мощности и на 100 м выше кровли.

Если эксплуатационная колонна в ликвидируемую скважину не спущена, то в башмаке последней промежуточной колонны дополнительно должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 100 м.

5. При наличии стыковочных устройств в последней спущенной в скважину колонне (эксплуатационной или промежуточной) в интервале стыковки секций должен быть установлен цементный мост на 50 м ниже и выше места стыковки.

6. Перед каждой установкой цементного моста скважина должна быть заполнена буровым раствором, обработанным нейтрализатором. Плотность, такого раствора должна соответствовать плотности раствора, используемого при вскрытии сероводородосодержащего пласта.

7. Тампонажный материал, используемый для установки мостов, должен быть коррозионностойким и соответствовать требованиям, предусмотренным рабочим проектом на строительство скважины для цементирования обсадных колонн в интервалах пласта, содержащего сероводород.

8. По окончании ликвидационных работ устье скважины должно оборудоваться колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах. Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2х2 м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка, на которой обозначается номер скважины, наименование месторождения, пользователь недр, дата окончания бурения, а также надпись «Опасно, сероводород!».

9. После проведения ликвидационных работ через месяц, 6 месяцев и далее, с периодичностью не реже одного раза в год, должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также контроль воздуха вокруг устья скважины и в близлежащих низинах на содержание сероводорода. Результаты замеров оформляются соответствующими актами.

Библиографический список

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. — 679 с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. — 543с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. —М.:Недра, 2000. — 670 с.
4. Булатов А.В., Долгов С.В. Спутник буровика: Справ. Пособие: В 2 кн. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006.
5. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. - М.: Недра, 1990. — 409с.
6. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 т. - М.: Недра, 1993-1996. - Т. 1-4.
7. Булатов А.И., Габузов Г.Г., Макаренко П.П. Гидродинамика углубления и цементирования скважин. — М: Недра, 1999.
8. Булатов А.И., Качмарь Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. Справочное пособие. — М.: Недра, 1999.
9. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1999.
10. Буровое оборудование: Справочник: в 2 — х т. — М.:Недра, 2000
11. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин — М.: Недра, 2000.-489с.
12. Данюшевский В.С.,Алиев Р.М.,Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. - М.: Недра, 1987. - 373 с.
13. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. — Краснодар, НПО «Бурение», 2000. — 278с.
14. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - Куйбышев, 1989. - 19 с.
15. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. - М.: Недра, 1998. - 304 с.
16. Минаев Б.П., Сидоров И.А. Практическое руководство по испытанию скважин. - М.: Недра, 1981.
17. Поляков В.Н., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин — Уфа: «ТАУ», 1999. — 408 с.
18. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08 - 624 - 03 М.: «Нефть и газ», 2003. — 272 с.
19. Соловьёв Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. - М.: Недра, 1989. - 251 с.
20. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. - М.: Недра, 1979. - 303 с.
21. Справочник бурового мастера /Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А.: Научно-практическое пособие в 2 томах, - М.: «Инфра-Инженерия», 2006.

22. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. /А.И.Булатов, Л.Б.Измайлов, В.И.Крылов и др./ - М.: Недра, 1981. - 240 с.
23. Теория и практика заканчивания скважин/А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Д.М. Басарыгин. Под ред. доктора технических наук, профессора А.И. Булатова: В 5 т. — М: Недра, 1997—1998.
24. Технологический регламент по заканчиванию скважин. – Пермь, ПермНИПИнефть, 2000. – 65 с.
25. Типовые инструкции по безопасности работ при строительстве нефтяных и газовых скважин. -М.: Госгортехнадзор России, Кн.1, 1996. - 151 с.
26. Трубы нефтяного сортамента. /А.Е.Сароян, Н.Д.Щербюк, Н.В.Якубовский и др./ - М.: Недра, 1997. - 488 с.
27. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion.// J.Petr. Techn./- 1977. -V., 29. №5.