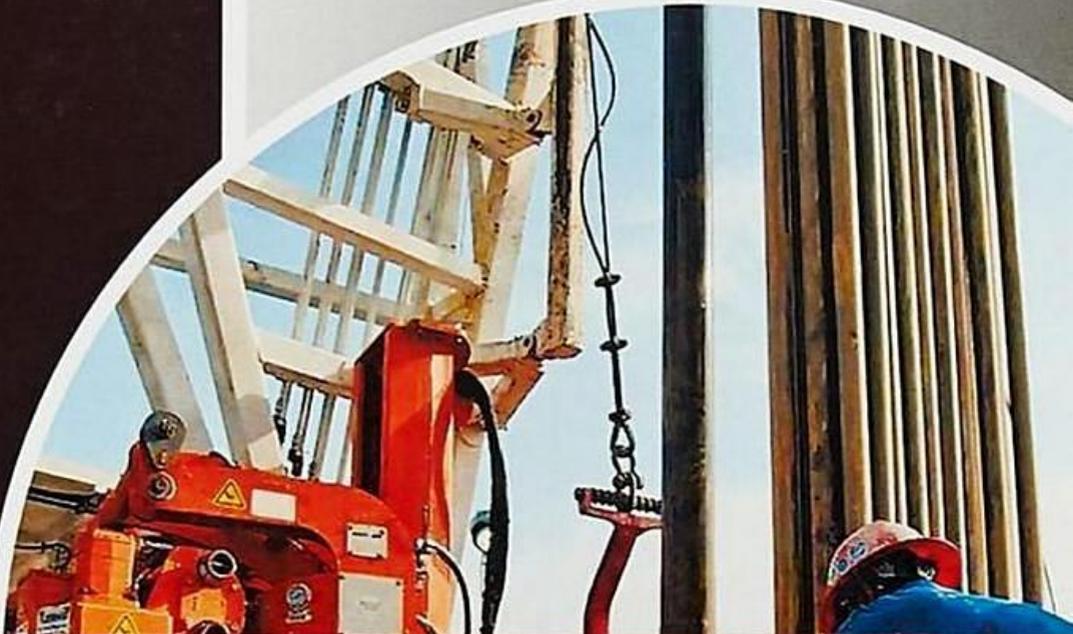


Э. В. Бабаян



# КОНСТРУКЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

## Осложнения и их преодоление



«Инфра-Инженерия»



**БИБЛИОТЕКА НЕФТЕГАЗОДОБЫТЧИКА  
И ЕГО ПОДРЯДЧИКОВ (SERVICE)**

**Э. В. Бабаян**

**КОНСТРУКЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.  
Осложнения и их преодоление**

*Учебное пособие*

Инфра-Инженерия  
Москва – Вологда  
2018

УДК 622.24  
ББК 33.131  
Б 12

ФЗ № 436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11
----------------	---

*Рецензенты:*

*А. Е. Нижник*, д. т. н., профессор ФГБОУ ВО «МГТУ»;  
*С. В. Усов*, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела  
имени профессора Г. Т. Варгумяна ФГБОУ ВО «КубГУ».

**Бабаян Э. В.**

**Б 12** Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление. Учебное пособие./ Э. В. Бабаян. – М.: Инфра-Инженерия, 2018. – 252 с.

ISBN 978-5-9729-0237-8

Рассмотрено строение скважин, описаны факторы, определяющие выбор их конструкции. Предложен анализ возможных осложнений, возникающих в процессе бурения. Подробно рассмотрены причины их появления, виды осложнений и связанные с ними опасности. Даны методические рекомендации относительно порядка действий при обнаружении осложнений. Раскрыты меры, которые должны быть предприняты для управления скважиной при газонефтеводопроявлениях, для поддержания устойчивости ствола скважины и сохранения эффективности добычи при обнаружении поглощений. Приведены примеры осложнений из отечественной и зарубежной буровой практики с их подробным анализом.

Для работников, занимающихся бурением скважин, специалистов сервисных компаний и студентов, изучающих нефтепромышленное дело.

© Бабаян Э. В., автор, 2018

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2018

ISBN 978-5-9729-0237-8

## ВВЕДЕНИЕ

С увеличением глубин бурения замедляются скорости проходки, увеличивается частота и возрастает тяжесть возникающих осложнений и аварий.

Характер осложнений определяет выбор основного индикатора, указывающего на начало осложнения, выбор режимных параметров углубления скважины, типа бурового раствора, его параметров, состава тампонажного раствора, его плотности.

Ход работ при вскрытии пластов, где возможны осложнения в виде поглощений бурового раствора или газонефтеводопроявлений, диктует величину режимных параметров углубления скважины перед и после вскрытия осложненного пласта, а в дальнейшем и выбор технологических операций по подготовке, спуску и цементированию обсадной колонны.

Поэтому необходимо первично определять режимные параметры вскрытия проблемных пластов; также не менее важно разработать технологию управления скважиной, включающую предупреждение и ликвидацию случившегося осложнения.

Можно привести в пример множество скважин, в которых при вскрытии проблемных пластов и особенно продуктивных горизонтов возникали катастрофические поглощения, и в результате неверных действий инженерного персонала и буровой вахты скважина заполнялась пластовым флюидом, а давление на устье достигало предельных значений для обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

Цель этой книги — изложить научные основы предупреждения и преодоления осложнений и предложить основные технологические решения и методические рекомендации.

Научные основы конструирования скважин были заложены в начале 70-х годов прошлого века. Идея заключалась в разделении разреза скважины на интервалы с несовместимыми условиями бурения. Это позволило существенно сократить как количество всевозможных осложнений, так и сложность их преодоления. Но проблемы, связанные с осложнениями, не исчезли окончательно.

Наиболее опасные осложнения с точки зрения их преодоления — это газонефтеводопроявления (ГНВП), нередко переходящие в открытое фонтанирование с самыми пагубными последствиями. Важность пристального наблюдения за строящейся скважиной подчеркивается «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101, и введением обязательного курса «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» для обучения и переподготовки специалистов нефтяной отрасли.

Научные основы обнаружения и ликвидации ГНВП были зафиксированы в РД 39-0147009-544-87 «Технология управления скважиной при ГНВП

в различных горно-геологических условиях». На практике реализация этого документа остается очень важной при строительстве скважин. Но все еще не разработаны научно обоснованные методы определения поровых (пластовых) давлений и давлений гидроразрыва пласта. Принимается много необоснованных с точки зрения преодоления ГНВП проектных решений и отклонений от режимных параметров при технологическом сопровождении процесса вскрытия продуктивных пластов.

Затраты на ликвидацию аварий все еще остаются высокими. Проблемы прихватов и аварий с бурильными трубами и инструментом можно решить, следуя разумным и обоснованным методическим рекомендациям, разработанным на основе практического опыта, который был накоплен за десятилетия работы, а также с помощью внедрения технологических новинок.

# ГЛАВА 1. Проектирование конструкции скважин

## 1.1. Геологические сведения, необходимые для выбора конструкции скважины

Под геологическими условиями строительства скважины подразумевается комплекс изменяющихся с глубиной природных (естественных) характеристик разреза, определяющих требования к конструкции скважин, технике и технологии ее углубления.

Геологические условия существуют объективно, следовательно, неуправляемы. Опыт сооружения нефтяных и газовых скважин, как и опыт строительства шахтных выработок, свидетельствует о чрезвычайном разнообразии естественных свойств и состояний осадочных горных пород. В соответствии с конкретным набором природных характеристик надежность строительства скважин может обеспечиваться:

- прочностными и изолирующими свойствами пород самого вскрываемого разреза;
- сочетанием свойств разреза со свойствами промывочной жидкости, выполняющей в процессе углубления скважины роль крепи;
- поинтервальным упрочением ствола постоянной крепью в виде цементируемых обсадных колонн, когда требуемые условия дальнейшего углубления горной выработки временной крепью не удовлетворяются.

Опытом и исследованиями установлено, что для целей проектирования конструкции скважины и управления ее строительством необходима информация о следующих основных геологических факторах:

- о пластовых и поровых давлениях по разрезу;
- о несущей способности скелета породы по вертикали или о вертикальной скелетной прочности по разрезу;
- об изменении температур по разрезу;
- о солевом составе, водорастворимых включениях в разрезе и типах пластовых флюидов;
- о распределении гранулярных коллекторов по разрезу;
- о распределении дизъюнктивных дислокаций, трещинных коллекторов и наличии микродефектов в породах;
- о распределении активных глин по разрезу и распределении гранулярных коллекторов;
- о карбонатности пород;
- о типах цемента по разрезу и степени сцементированности пород;
- о физико-механических свойствах и абразивности пород по разрезу.

### 1.1.1. Гидростатическое и геостатическое давление

*Гидростатическое давление* зависит от плотности и высоты столба флюидов. Форма и размеры столба флюидов не влияют на величину давления. Градиент гидростатического давления зависит от концентрации растворимой твердой фазы (т. е. солей), содержания газов и температурного градиента. Другими словами, увеличение величины растворимой твердой фазы приводит к возрастанию градиента давления с глубиной, в то время как повышение содержания газов в растворе и более высокие температуры вызывают уменьшение градиента нормального гидростатического давления. Например, градиент давления, равный  $0,1074 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ , предполагает соленость воды  $80000 \text{ мг/л NaCl}$  при температуре  $25^\circ \text{C}$ .

*Геостатическое давление* на данной глубине представляет собой давление, оказываемое весом вышележающих отложений. Плотность отложений зависит от плотности их матрицы, содержащегося в их порах флюида и пористости.

Математически давление  $p$  вышележащих пород может быть выражено так:

$$p = \frac{\text{вес (скелет породы + флюиды)}}{\text{площадь}} = L \cdot [(1 - \varphi) \cdot \rho_{\text{ск}} + \varphi \cdot \rho_{\text{фл}}],$$

где  $L$  — глубина, м;

$\varphi$  — пористость пород в долях общего объема;

$\rho_{\text{ск}}$   $\rho_{\text{фл}}$  — плотность соответственно скелета породы и флюида,  $\text{г}/\text{см}^3$ .

В общем случае принято, что давление вышележащих слоев равномерно возрастает с глубиной. Для отложений третичного возраста градиент давления вышележащих пород равен  $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ . Это соответствует давлению, оказываемому породой со средней плотностью  $2,31 \text{ г}/\text{см}^3$  (для глубин более  $5000$ – $7000 \text{ м}$ ).

В нормальных условиях *пористость* отложений уменьшается с глубиной, а их плотность соответственно повышается. Для глинистых пород пористость уменьшается по экспоненте. Для других типов отложений она уменьшается почти линейно (рис. 1.1).

Исходной точкой геостатического градиента на суше является поверхность Земли, а на море — водная поверхность. На суше в осадочных отложениях градиент геостатического давления меняется от  $0,017 \text{ МПа/м}$  на поверхности до  $0,023 \text{ МПа/м}$  на глубине свыше  $3000 \text{ м}$ . Затем он незначительно повышается, достигая  $0,025 \text{ МПа/м}$  на уровне фундамента.

На море его величина находится в сильной зависимости от глубины моря. Чем больше глубина моря, тем меньше значение градиента геостатического давления по причине незначительной плотности морской воды.

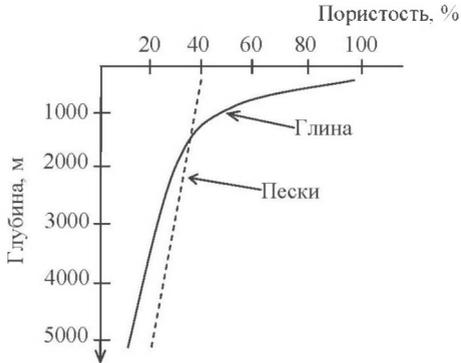


Рис. 1.1. Изменение пористости пород в зависимости от глубины

### 1.1.2. Поровое (пластовое) давление

Поровое давление представляет собой давление, оказываемое флюидами, содержащихся в породах внутри пор и трещин. Различие между пластовым и поровым давлением определяется характером пород, содержащих в порах флюид. В проницаемых породах-коллекторах давление флюида называют пластовым, в непроницаемых, таких как глина, — поровым.

Для пористой породы геостатическое и поровое давление связаны между собой следующей формулой:

$$P_{\text{геост}} = \sigma_f + P_{\text{пор}}, \quad (1.1)$$

где  $P_{\text{геост}}$  — геостатическое давление;  
 $P_{\text{пор}}$  — поровое давление;  
 $\sigma_f$  — напряжение, ведущее к деформации породы.

Давление пластовых флюидов, насыщающих породы, разделяют на нормальное и аномальное. Пластовое давление считают нормальным, когда оно равно гидростатическому напору воды ( $\bar{\rho}_{\text{нл}} = 0,01$  МПа/м). Пластовое давление, превышающее гидростатическое, определяют как аномально высокое ( $\bar{\rho}_{\text{нл}} > 0,01$  МПа/м), тогда как пластовое давление меньше гидростатического называется аномально низким ( $\bar{\rho}_{\text{нл}} < 0,01$  МПа/м).

Имеются много методов для оценки порового давления в процессе бурения. Наиболее интересная информация получается при определении  $d$ -экспоненты, которая устанавливает взаимосвязь между механической скоростью проходки, параметрами режима бурения и характеристикой породы.

Единственный способ достаточно точной оценки пластового давления пород состоит в испытании на приток. Испытания пластов с измерением забойного давления с помощью глубинных манометров дают достоверные величины.

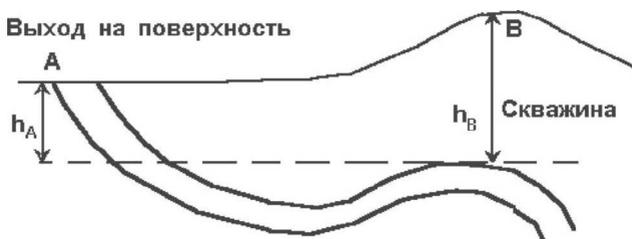
Зная замеренное в скважине пластовое давление  $P_{пл1}$ , можно вычислить пластовое давление  $P_{пл2}$  в соседних скважинах этого месторождения с учетом разницы альтитуд пласта в замеренной и проектируемой скважинах.

Опыт буровых работ в различных районах мира показывает, что аномально низкие пластовые давления встречаются реже, чем аномально высокие. Аномально низкие пластовые давления были установлены во многих районах в процессе бурения на нефть и газ, например, на месторождениях и разведываемых площадях Восточной Сибири, где разрез представлен чередующимися мощными отложениями известняков, мергелей и доломитов; средне-миоценовых отложений (карагана и чокрака) в Европейской части России. Низкие пластовые давления встречаются повсюду в штатах Техас, Оклахома и др., Канаде, пустынных районах Ирана.

Аномально низкие пластовые давления возникают искусственным путем по мере отбора нефти, газа или воды. По существу, отбор флюидов в процессе добычи является причиной уменьшения пластовых (поровых) давлений флюидов, если сильный напор воды или искусственная закачка воды или газа не могут компенсировать это уменьшение. В результате продуктивные пласты уплотняются, и имеет место опускание грунта.

Аномально низкие пластовые давления встречаются при вскрытии грунтовых вод. Например, когда скважина расположена существенно выше области питания пластовых вод. Равновесная плотность для вскрытия пласта будет существенно ниже 1,0. В этих условиях вскрытие осуществляется на воде с минимальной подачей насосов и без выхода потока на поверхность. Аналогичные условия встречаются при бурении в полупустынных и пустынных районах, где уровень грунтовых вод очень низок.

В случае расположения буровой выше отметки обнажения поверхности или контура питания проницаемого пористого пласта равновесная плотность для пересечения пласта будет меньше 1,00 (рис. 1.2).



**Рис. 1.2.** Расположение буровой выше отметки зоны обнажения

В случае расположения буровой ниже отметки зоны обнажения плотность бурового раствора должна быть выше 1,00 для прохождения пласта. Это случай артезианских скважин (рис. 1.3).



Рис. 1.3. Расположение буровой ниже отметки зоны обнажения

Отметка расположения буровой, отличающаяся от уровня контура питания пласта, создает такую кажущуюся аномалию давления, что требуется повысить или снизить плотность бурового флюида. Эти аномалии вызываются топографией.

На многих месторождениях в результате длительной добычи пластовое давление с аномально высокого снизилось до аномально низкого. И это существенно изменило принятую технологию бурения скважин и даже повлияло на выбор конструкции скважин и плотности бурового раствора, его материального состава. Из-за угрозы возникновения межпластовых перетоков появилась необходимость в применении новых технических средств и материалов для разобщения пластов.

В водоносной части коллектора ниже водонефтяного контакта давление может быть нормальным, однако в верхней части коллектора существует избыточное давление, обусловленное меньшей по сравнению с водой плотностью углеводородов. Возникающее при этом избыточное давление пропорционально высоте столбов углеводородов и разности плотностей воды и углеводородов:

$$p_{изб} = h \cdot g \cdot (\rho_{\epsilon} - \rho_{\phi}), \quad (1.2)$$

где  $p_{изб}$  — избыточное давление на устье скважины, заполненной углеводородами;

$h$  — высота пласта, заполненного углеводородами, м;

$\rho_{\epsilon}, \rho_{\phi}$  — плотность воды и углеводородов,  $\text{кг/м}^3$

Например, в газовом коллекторе на глубине 1000 м избыточное давление в верхней части коллектора или на устье скважины может равняться

$$p_{изб} = 1000 \cdot 9,8 \cdot (1005 - 250) = 7,9 \cdot 10^6 \text{ Па} = 7,6 \text{ МПа}.$$

Если бы этот коллектор был вскрыт на глубине 1500 м, то равновесная (эквивалентная) плотность в верхней его части составила бы

$$\bar{\rho} = \frac{1}{z} \cdot (z g \rho_{\epsilon} + p_{изб}) = \frac{1}{1500} \cdot (1500 \cdot 9,8 \cdot 1050 + 7,9 \cdot 10^6) = 1580 \text{ кг/м}^3.$$

где  $z$  — глубина по вертикали, м.

С точки зрения предупреждения газонефтеводопроявлений важно знать, возникают ли они во время бурения в случае снижения забойного давления ниже пластового или нет. Очевидно, что если вскрывается пласт с нормальным пластовым давлением, то проявление может быть в том случае, если используется буровой агент плотностью ниже плотности пластовой воды. Но по мере вытеснения этого бурового агента и заполнения скважины пластовой водой перелив прекратится.

При вскрытии коллектора, насыщенного углеводородами, в котором нормальное пластовое давление ниже водонефтяного контакта, проявление возможно при снижении забойного давления ниже пластового. Если в этом случае не герметизировать устье скважины, то проявление может перейти в открытое фонтанирование.

Различие между поровым и пластовым давлениями определяется характерами пород, содержащих в порах флюид. В проницаемых породах-коллекторах давление флюида называют пластовым, а в непроницаемых, таких как глина, — поровым.

В литературе достаточно подробно излагаются причины происхождения аномальных пластовых давлений. Отмечается множество факторов, связанных с геологическими, физическими, геохимическими и механическими процессами. Вероятно, несколько факторов одновременно способствуют образованию АВПД в каждом конкретном геологическом районе.

К этим факторам относят:

- влияние региональной потенциметрической поверхности (пъезометрический уровень флюидов). Эта главная причина аномальных давлений в артезианской водной системе;
- разность плотностей в нефтеводяных и особенно газовойдных системах;
- региональный уклон и сжатие в антиклинали пластов, у которых в самой глубокой части зоны давление нормальное, а в менее глубокой части создаются условия для возникновения аномальных давлений;
- повышенные давления в коллекторах на небольшой глубине в результате гидродинамической связи с глубокозалегающими отложениями: по пробуренным скважинам или вдоль приоткрытых сбросовых зон, перетоков по негерметичному затрубному пространству или вследствие негерметичности обсадных колонн в старых скважинах и пластового заводнения;
- скорость седиментации и условия осадконакопления;
- тектонические движения (сбросы, глиняной и солевой диапоризм, грязевой вулканизм, дайки песчаников, землетрясения);
- осмотические явления — движение менее минерализованной жидкости через полунепроницаемую перегородку в более минерализованную среду (полунепроницаемой перегородкой является, например, глина, аргиллиты);

- явления диагенеза (постседиментационное изменение осадка и составляющих его минералов:
  - образование новых минералов;
  - перераспределение и перекристаллизация веществ в осадки (литификация);
- массовое накопление каменной соли (в подстилающих отложениях, в которых невозможно удаление флюидов, при нагрузках на них вышележащих слоев через отложения солей развиваются аномально высокие давления);
- вечная мерзлота (аномально высокие давления встречаются как локальные явления в результате резкого изменения климата);
- термодинамические и биохимические процессы.

Наиболее изучены месторождения с АВПД, обладающие глинистой крышкой. В пределах глинистой крышки, как правило, образуется ореол вторжения вследствие интенсивного проникновения высоконапорных флюидов из залежи. В пределах ореола вторжения наблюдается сильная загазованность, насыщенность рассеянной водой и нефтью. Вторгшиеся флюиды вызывают появления аномально высоких давлений в порах глин и различных локальных песчаных отложениях — в линзах, пропластках.

Высокие давления в порах способствуют разуплотнению и набуханию глин, вследствие чего уменьшается их устойчивость к сопротивлению разбуриванию долотом, т. е. механическая прочность.

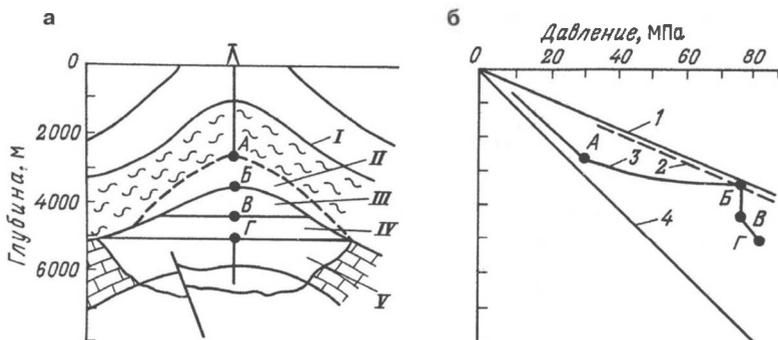
Ореол вторжения распространяется до литологического барьера, окаймляющего верхнюю часть массива разуплотненных пород и препятствующего дальнейшему распространению пластовых флюидов. В некоторых случаях наблюдается несколько барьеров малой мощности, залегающих в пределах ореола вторжения. Иногда литологический барьер распространяется непосредственно над залежью, исключая развития ореола вторжения. Это наблюдается, например, при солянокупольной тектонике. Примером может служить Астраханское газоконденсатное месторождение. Литологические барьеры представлены обычно плотными труднопроницаемыми, часто известково-кремнистыми породами.

В интервале расположения ореола вторжения резко возрастают градиенты давления поровых флюидов. Обычно здесь отмечается наибольшее значение аномальности порового давления. С ростом глубины градиенты давления снижаются, и аномальность давления в залежи падает от кровли к подошве, в результате чего градиент становится равным напору законтурных вод. Аномальность давления убывает также и от свода залежи к ее периферии по законам гидростатики. Отсутствия аномальности давления за пределами контура газонефтеносности неоднократно подтверждалось при бурении скважин.

Типичным примером глинистой крышки с разуплотненным ореолом вторжением над продуктивной залежью может служить толща майкопских глин на месторождениях Восточного Предкавказья.

Иногда между глинистой покрывкой и залежью располагается мощный комплекс трещиноватых аргиллитов, алевролитов, глинистых сланцев и др. Эти породы не удерживают флюиды и не содержат их скоплений вследствие плохих изолирующих и коллекторских свойств. По фильтрационным свойствам они являются промежуточными между коллекторами залежи и изолирующими покрывками и поэтому получили названия промежуточного комплекса.

Обобщенная схема строения месторождения с АВПД, экранированного глинистой покрывкой, приведена на рис. 1.4.



**Рис. 1.4. Схема строения месторождения с АВПД (а) и распределение пластовых давлений (б):**

I — покрывка, II — ореол вторжения, III — газ, IV — нефть, V — вода 1, 2, 3, 4 — давление соответственно горное, гидроразрыва, пластовое и условно гидростатическое

#### 1.1.2.1. Обнаружение АВПД по данным бурения

Изменение физических, механических, гидро-, геохимических и других свойств горных пород и флюидов в ореолах вторжения создают предпосылки зон АВПД по данным, получаемым в процессе каротажа или непосредственно при бурении скважины. Данные каротажа могут быть использованы после разбуривания определенных интервалов разреза, часто значительных, в связи с необходимостью завершения комплекса геофизических исследований. Такие исследования обычно проводят перед спуском очередной обсадной колонны.

С точки зрения оперативного анализа условий данные, получаемые непосредственно при бурении, имеют особую ценность. При этом используют не только показатели механического бурения, но и физические свойства шлама, бурового раствора и его фильтрата. Учет данных бурения позволяет следить за изменением забойных условий в течение каждого рейса и принимать меры в случае необходимости для компенсации этих изменений.

В настоящее время разработано большое количество методов прогноза давлений в проходимом разрезе. Выявление зон АВПД по данным бурения основано на контроле:

- механической скорости бурения,
- $d$ -экспоненты,
- веса на крюке,
- вращающего момента на роторе,
- количества и формы частиц шлама в выходящем буровом растворе,
- плотности глинистого шлама,
- содержания глины в шламе,
- удельного сопротивления жидкого шлама глинистых сланцев,
- температуры и плотности выходящего бурового раствора,
- цвета фильтрата бурового раствора,
- содержания хлоридов в фильтрате бурового раствора и газа в буровом растворе и др.

Наибольшее практическое применение получили несколько из указанных выше методов контроля АВПД, эффективность которых подтверждена многолетней практикой.

Рекомендуется контролировать АВПД по нескольким (не менее трех) индикаторам, так как доказательством правильности показания каждого из них может быть только подтверждение полученных результатов.

*Механическая скорость бурения.* В мощных глинистых толщах при нормальной тенденции уплотнения и в условиях постоянной нагрузки, частоты вращения, а также при определенном типе долота и неизменном расходе бурового раствора механическая скорость бурения равномерно уменьшается с глубиной. Такая закономерность обусловлена ростом прочности глин по мере их уплотнения.

С углублением скважины в зону АВПД механическая скорость бурения в глинистом комплексе увеличивается. Рост механической скорости объясняется многими факторами, но главным считают разуплотнение глин, что выражается повышенной пористостью. Поры представляют собой механические дефекты, которые тоже способствуют улучшению буримости породы.

Таким образом, повышение механической скорости при прохождении глинистых отложений может служить индикатором вхождения скважины в зону высоких давлений. Вместе с тем любое значительное изменение литологии глин, их карбонатности, песчаности также влияет на механическую скорость бурения. Начало зоны АВПД обычно отмечают после падения скорости прочного литологического барьера.

Данные о механической скорости бурения рекомендуется регистрировать в мягких породах через 9–15 м, а в твердых — через 1,5–3 м. Важно подобрать удобный масштаб графика для того, чтобы он отражал существенные факторы и нивелировал влияние случайных. С этой точки зрения удобным оказывается применение масштаба 10–15 м в 1 см, позволяющего фиксировать начало аномальности.

*Нормализованная скорость бурения ( $d$ -экспонента).* На практике не всегда можно поддержать при бурении постоянный режим бурения, особенно

сохранять неизменной осевую нагрузку. При проходке мощных переходных зон изменения режима неизбежны. Такие изменения — обычное явление в случае разбуривания переслаивающихся глин, песчаников, алевролитов и т. п. По мере износа вооружения бурильщик вынужден увеличивать нагрузку на долото, что затрудняет обнаружение изменения скорости за счет увеличения порового давления. Кроме того, скорость бурения в большей степени зависит от плотности применяемого бурового раствора, и последствия ее колебания аналогичны эффекту изменения порового давления.

Влияние изменений режимных параметров и плотности бурового раствора может быть скомпенсировано использованием нормализованной скорости бурения, представляющей собой безразмерное выражение, полученное из уравнения механической скорости бурения. Нормализованная скорость бурения широко известна под названием  $d$ -экспоненты. Впервые метод нормализованной скорости предложен в 1966 году Д. Йорданом и О. Ширли. В. Д. Шевцов предложил учесть влияние плотности бурового раствора, и выражение для определения  $d$ -экспоненты теперь представлено зависимостью:

$$d = \frac{\lg(v_m / 60n)}{\lg(P_{oc} / \rho \cdot g \cdot D_d^2)}, \quad (1.3)$$

где  $v_m$  — механическая скорость бурения, м/час;  
 $n$  — частота вращения долота, об/мин;  
 $P_{oc}$  — осевая нагрузка на долото, кН;  
 $\rho$  — плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;  
 $D_d$  — диаметр долота, см;  
 $g = 9,8$  м/с<sup>2</sup>.

Обычно значение  $d$ -экспоненты изменяется от 0,5 до 2,5. Аномально высокое давление отмечается отклонением ее значений в сторону уменьшения.

**Пример.** Механическая скорость бурения на некоторой глубине составляет 12 м/час, диаметр долота — 295 мм, плотность бурового раствора — 1,18 г/см<sup>3</sup>, частота вращения бурового инструмента — 60 об/мин, осевая нагрузка — 100 кН. Определить значение  $d$ -экспоненты.

**Решение.**

$$d = \frac{\lg(12 / 60 \cdot 60)}{\lg(100 / 1,18 \cdot 9,8 \cdot 29,5^2)} = 1,22.$$

**Плотность глинистого шлама.** Зона повышенного давления характеризуются пониженной плотностью и увеличенной пористостью глин вследствие их разуплотненности или недоуплотненности. Это позволяет с помощью анализа выбуренного шлама оперативно выявлять интервалы АВПД и количественно оценивать значения давлений на забое скважины. Необходим тщательный отбор частиц шлама в каждой пробе, ее подготовка, взвешивание и привязка пробы к глубине выбуривания.

Для получения наиболее представительных измерений из пробы рекомендуется отбирать частицы преобладающего размера, обычно 5–10 мм. Такие частицы обладают практически однородными гидравлическими характеристиками и одинаковыми скоростями подъема.

Для привязки шлама к глубине его выбуривания можно пользоваться зависимостью:

$$H = H_0 \cdot \frac{u_{ш}}{u_{ш} + v_m},$$

где  $H_0$  — глубина скважины в момент отбора пробы, м;

$u_{ш}$  — скорость подъема шлама, м/с;

$v_m$  — механическая скорость бурения, м/с.

*Количество и форма шлама.* Повышение скорости бурения в переходной зоне приводит к увеличению количества шлама на вибросите, а форма частиц шлама отличается угловатостью и острыми гранями (частицы напоминают осколки); их размер увеличивается. Повышенная крупность и остроскользящая форма частиц глинистых отложений является следствием роста порового давления.

*Температура бурового раствора.* Увеличение пористости глин в переходной зоне, т. е. в ореоле вторжения, приводит к снижению теплопроводности и способствует аккумуляции тепла в интервалах АВПД. Увеличение геотермического градиента в зоне АВПД влияет на температуру выходящего из скважины бурового раствора, которая интенсивно возрастает. Изменение температуры на выходе из скважины достигает 18–20 °С на 100 м проходки. Температура выходящего бурового раствора — чувствительный индикатор аномальности давления, но слишком много факторов могут влиять на ее изменение. Не найдено количественных зависимостей между изменением порового давления и температурой бурового раствора.

При измерении или расчетах пластового давления гидродинамическими методами обязательное условие — наличие притока пластового флюида.

В случае интенсивного проявления измеряется после герметизации скважины избыточное давление в бурильной колонне и рассчитывается пластовое давление по формуле:

$$P_{пл} = P_z + P_{изб.м}, \quad (1.4)$$

где  $P_z = \rho \cdot g \cdot H$  — гидростатическое давление бурового раствора;

$P_{изб.т}$  — избыточное давление в бурильных трубах.

При низкой интенсивности притока, когда проявление в процессе бурения обнаруживается по выходу газа, пластовое давление определяют после герметизации скважины и создания избыточного давления. После этого восстанавливают циркуляцию бурового раствора и периодически измеряют его плотность на выходе из скважины. При уменьшении плотности увеличивают

избыточное давление в затрубном пространстве до выравнивания ее на входе и выходе из скважины. Пластовое давление устанавливается из соотношения:

$$P_{nl} = P_z + P_{z.c.k} + (P_{из.1} + P_{из.2}) / 2, \quad (1.5)$$

где  $P_{г.с.к}$  — гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве;  
 $P_{из.1}$ ,  $P_{из.2}$  — избыточное давление в обсадной колонне, при котором соответственно в скважину поступал пластовый флюид и прекратилось его поступление.

В случае низкой интенсивности притока, когда после спускоподъемных операций выходит разгазированная пачка бурового раствора, пластовое давление можно вычислить по формуле:

$$P_{nl} = P_z - \Delta p_{д.п} - p_{ст} - \rho \cdot g \cdot h, \quad (1.6)$$

где  $\Delta p_{д.п}$  — уменьшение гидродинамического давления при подъеме труб;  
 $p_{ст}$  — уменьшение гидростатического давления в неподвижном буровом растворе;  
 $\rho \cdot g \cdot h$  — уменьшение давления бурового раствора в скважине при периодическом доливе.

### 1.1.3. Давление гидроразрыва пласта

Способность пластов поглощать промывочные жидкости под действием гидростатического давления столба бурового раствора, гидродинамических давлений и создания избыточных давлений на устье скважины, оценивается как давление начала поглощения и гидроразрыва пород.

*Давление начала поглощения*  $P_{погл}$  — давление, при котором начинается поступление бурового раствора в пласт по раскрытым естественным трещинам.

*Давление гидроразрыва пласта*  $P_{зрп}$  — давление, которое необходимо создать в зоне залегания пласта для раскрытия естественных и образования новых трещин (каналов), допускающих интенсивное проникновение в него специальной жидкости или бурового раствора. Как правило, для одной и той же породы давление гидроразрыва превышает давление поглощения:  $P_{зрп} > P_{погл}$ .

Принципиального различия в механизме гидравлического разрыва пласта различными жидкостями с различными физическими свойствами не существует, это проверено практикой. В связи с этим при планировании программ бурения скважин применимы зависимости, полученные для расчета гидроразрыва при интенсификации добычи нефти и газа.

Наиболее известна формула Б. А. Итона, выразившего градиент давления гидроразрыва с помощью коэффициента Пуассона:

$$\bar{P}_{зрп} = \frac{P_{nl}}{H} + \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \cdot \frac{P_{сост} - P_{nl}}{H}, \quad (1.7)$$

где  $\bar{P}_{зрп}$  — градиент гидроразрыва пласта, МПа/м;

$P_{пл}$ ,  $P_{геост}$  — пластовое и геостатическое давление, МПа;

$H$  — глубина пласта;

$\nu$  — коэффициент Пуассона.

Метод Б. А. Итона для прогнозирования градиента давления разрыва является одним из доступных и популярных практических методов в нефтегазовой промышленности. Он широко используется во всем мире на суше и акваториях.

Другой известный метод прогнозирования давлений гидроразрыва пластов — метод Р. А. Андерсона, представленный зависимостью:

$$P_{гпр} = \frac{2\nu}{1-\nu} \cdot \frac{P_{геост}}{H} + \frac{1-3\nu}{1-\nu} \cdot \frac{P_{пл}}{H}. \quad (1.8)$$

Ниже приведены значения коэффициента Пуассона для различных наиболее распространенных типов осадочных пород.

Песчанистые глины.....	0,38–0,45
Плотные глины.....	0,25–0,36
Глинистые сланцы.....	0,10–0,20
Известняки.....	0,28–0,33
Каменная соль.....	0,44
Песчаники.....	0,30–0,35

При полном отсутствии промысловых данных и данных исследований допускается использовать эмпирическую формулу:

$$\bar{P}_{гпр} = 0,0083 \cdot H + 0,66 \cdot P_{пл}. \quad (1.9)$$

С целью определения прочности пород под башмаком кондуктора и в промежуточной (технической) обсадной колонне испытание давления проводят сразу после разбуривания цементного стакана созданием избыточного давления при загерметизированном устье.

Цель таких испытаний — с помощью непосредственных измерений выяснить следующее:

- проверить прочность сцепления цементного камня с обсадными трубами и стенками скважины у башмака обсадной колонны;
- подтвердить отсутствие каналов за обсадной колонной при давлениях, превышающих статический напор столба бурового раствора;
- определить способность породы выдерживать давление выше гидростатического давления столба бурового раствора без разрушения.

Эти испытания позволяют:

- выбрать глубину спуска последующей обсадной колонны;
- контролировать гидродинамическое давление с целью недопущения поглощения бурового раствора;
- определить допустимые давления на устье скважины при производстве работ, связанных, например, с глушением возникшего ГНВП.

Величина давления гидроразрыва обычно составляет 70–110 % величины геостатического давления рассматриваемой стороны.

Поскольку геостатический градиент увеличивается вместе с глубиной, градиент давления гидроразрыва также должен увеличиваться с глубиной. Таким образом, в принципе наиболее уязвимая точка зоны открытого ствола будет наверху этой зоны.

### **Особый случай бурения на море**

На море величина геостатического давления при равной глубине меньше аналогичного давления на суше. Следовательно, давление гидроразрыва будет меньше. Кроме того, присутствие иной раз значительного слоя воды и воздуха над первыми отложениями уменьшает эквивалентную плотность гидроразрыва. Получается:

$$\rho_{э.р} = \frac{10,2 \cdot (Z - H - h) \cdot \Delta\rho_{э.р} + H \cdot \rho_{м.в}}{Z}, \quad (1.10)$$

где  $\rho_{э.р}$  — эквивалентная плотность гидроразрыва,  
 $\rho_{м.в}$  — плотность морской воды (1,01–1,04),  
 $\Delta\rho_{э.р}$  — градиент гидроразрыва по оси Z, выраженный в бар/м от дна моря,  
 $H$  — глубина моря в метрах,  
 $Z$  — глубина скважины по вертикали в метрах относительно ротора,  
 $h$  — высота слоя воздуха (расстояние от ротора до поверхности воды) в метрах.

Влияние толщи воды сказывается в особенности на пластах вблизи от поверхности, из-за чего может потребоваться спуск дополнительных промежуточных колонн.

#### **1.1.3.1. Оценка порового давления и давления гидроразрыва**

Плотность бурового флюида должна соответствовать разбуриваемой породе. Она должна быть достаточной для удержания флюидов в пласте и сохранения устойчивости стенок скважины. Однако она не должна быть слишком высокой, чтобы не вызвать риск загрязнения пласта, гидроразрыва и потерь циркуляции.

Необходимо знать поровое давление и давление гидроразрыва проходимых пород, чтобы составить программу крепления (число обсадных колонн, положение башмаков и т. д.) и бурового раствора. В случае поступления пластовых флюидов бурение скважины с некорректной программой крепления вызовет весьма серьезные последствия.

На некоторых месторождениях разница между поровым давлением и давлением гидроразрыва очень мала.

1.1.3.2. Процедура проведения испытания на приемистость

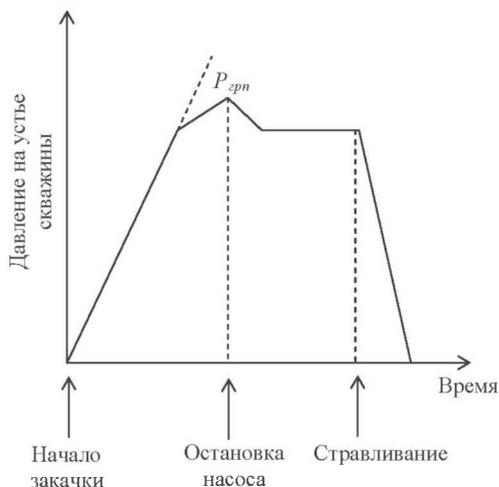
Испытание осуществляется в любой точке открытого ствола. В большинстве случаев оно проводится на уровне несколькими метрами ниже последней спущенной и зацементированной обсадной колонны. В зависимости от компании-оператора применяемые процедуры могут несколько различаться.

Распространенная методика испытания пород на прочность опрессовкой состоит в следующем.

1. После схватывания цементного раствора разбуривают цементный стакан, башмак и 5–10 м породы в испытуемом пласте.
2. Промывают скважину с целью достижения необходимых однородных свойств бурового раствора.
3. Поднимают долото в башмак обсадной колонны, закрывают превентор и открывают боковой отвод колонной головки (при возможности).
4. Ведут закачку бурового раствора при постоянном расходе в пределах 1,5–3 л/с. Достигают половины расчетного максимального давления и регулируют давление в зависимости от закачиваемого объема раствора.
5. Последующую закачку производят порциями по 0,05 м<sup>3</sup>, давая каждый раз выдержку во времени около двух минут, до стабилизации давления на поверхности. Полученные данные наносят на график изменения статического давления для каждой порции (после двухминутной остановки) в зависимости от суммарного объема закачки.
6. Далее, в зависимости от типа реализуемого испытания:
  - когда давление достигает заранее установленного значения и рассматривается как достаточное при встрече осложнений на этапе бурения, испытания характеризуются как «испытания с сохранением целостности породы» (рис. 1.5);
  - когда в результате продолжающегося сжатия и увеличения давления на устье происходит нагнетание в пласт (рис. 1.6), совершенно необходимо остановить насос до достижения давления гидроразрыва  $P_{грн}$  — в этом случае осуществляется испытание на приемистость.
7. Осуществляют стравливание давления и сравнивают объем возвращаемого флюида с закачиваемым, чтобы определить объем, поглощенный пластом.



**Рис. 1.5. Диаграмма испытаний на прочность пласта**



**Рис. 1.6. Диаграмма испытания на приемистость пласта**

*Примечание 1. Испытания на заданное давление после спуска обсадных колонн на небольшую глубину трудно осуществить, так как давления испытания на приемистость и на гидроразрыв незначительны. То же касается бурения при больших глубинах моря.*

*Примечание 2. Для некоторых типов бурового раствора может оказаться затруднительным передать давление поверхности на забой. В этом случае полученные величины не будут значимыми.*

Если в ходе бурения предполагается встреча со слабыми породами, по сравнению с испытанными у башмака, то рекомендуется проводить повторные испытания в открытом стволе. Такие испытания проводят перед цементированием обсадных колонн или хвостовиков, чтобы определить ограничения по плотности цементного раствора и по давлению с целью недопущения поглощения.

#### **1.1.4. Свойства пласта и пластовых флюидов, обуславливающие характер развития ГНВП**

Интенсивность проявления во многом зависит от фильтрационных свойств пласта и пластовых флюидов.

Проницаемостью породы называется способность ее пропускать через себя жидкости или газ при наличии перепада давления. Проницаемость характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация, и ее размерность в системе СИ равна  $1 \text{ м}^2$ . В литературе и на практике используют в качестве единицы измерения проницаемости дарси.

$$1 \text{ д} = 10^{-12} \text{ м}^2; 1 \text{ мд} = 10^{-15} \text{ м}^2.$$

К хорошо проницаемым коллекторам относят породы с проницаемостью более 1,0 д, а к слабопроницаемым — менее 1,0 мд.

На характер развития ГНВП существенное влияние оказывает тип флюида. При поступлении в скважину пластового газа проявление развивается довольно быстро, создаются высокие давления, обусловленные не только превышением пластового давления над гидростатическим столбом бурового раствора, но и энергией всплывающего газового пузыря. Поступление пластовой воды и особенно рапы существенно изменяет параметры бурового раствора (плотность, водоотдачу, вязкостные свойства), что затрудняет и удлинняет процесс ликвидации проявления из-за потери возможности контролировать забойное давление и необходимости применения дополнительно новых реагентов для обработки бурового раствора.

Поступившая в скважину пластовая нефть сначала ведет себя как жидкость, а затем, по мере ее всплытия, происходит интенсивное выделение газа, затрудняя сохранение контроля над давлением в скважине.

Плотность и вязкость пластовых флюидов определяют скорость фильтрации по пласту и соответственно объемы их поступления в ствол скважины.

Пластовые флюиды сами по себе обладают токсичными свойствами, которые усугубляются при наличии в них сероводорода, сернистого ангидрида, метанола, углекислого газа. Наличие токсичных веществ существенно затрудняет процесс ликвидации проявления с точки зрения воздействия как на человеческий организм, так и на установленное оборудование, используемые инструменты и материалы.

## 1.2. Выбор конструкции скважин

Конструкция скважины должна быть такой, чтобы обеспечить достижение поставленных геологических задач с максимальным коэффициентом безопасности. Кроме того, она должна предотвратить осложнения в процессе бурения (или позволить их ликвидировать в короткие сроки без последствий) и обеспечить длительную эксплуатацию продуктивных горизонтов проектируемыми способами. Минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом — одно из многочисленных требований при проектировании конструкции скважины.

Основное требование, предъявляемое к конструкциям глубоких скважин (поисковых, разведочных и т. д.), которые часто бурят при наличии недостаточной информации о проходимом разрезе, заключается в том, чтобы они были гибкими, т. е. допускали изменения в соответствии с выявляющимися конкретными условиями. В связи с этим оптимальная конструкция глубокой скважины, по-видимому, во многих случаях не может быть установлена заранее, а должна корректироваться в результате наблюдений за условиями бурения, оценки и учета полученных новых данных. Главные пластовые параметры для оптимального планирования конструкции скважин — пластовое (поровое) давление и давление гидравлического разрыва пласта. При прогнозировании этих параметров до начала бурения используют данные сейсморазведки, бурения и промысловых геологических испытаний. Каждый из этих методов связан с определенными погрешностями и ошибками, устранение которых повышает эффективность и безопасность буровых работ.

Для скважин, бурящихся на площадях с АВПД, важно, чтобы в случае газонефтеводопроявления из насыщенных пластов не произошел гидравлический разрыв пласта в открытой части разреза. Возникающие в результате гидроразрыва поглощения бурового раствора значительно усугубляют осложненность скважины и приводят к развитию более интенсивных проявлений.

Гидравлический разрыв ранее пройденных пластов возможен также в результате проектируемого повышения плотности бурового раствора по мере углубления скважины в зону АВПД в связи увеличением порового давления.

Задачи предупреждения гидравлического разрыва пластов при проектировании конструкций скважин решаются путем выделения зон крепления по условиям несовместимости бурения и выбора глубины установки башмака обсадной колонны.

Под *несовместимостью условий бурения* понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Количество обсадных колонн и интервал их установки определяют по совмещенному графику изменения давления гидроразрыва, порового и гидростатического давления промывочной жидкости. Давление выражается в единицах эквивалентной плотности, под которой подразумевают плотность бурового раствора, создающего аналогичное давление на той же глубине.

Спуск обсадной колонны определяется из условия превышения градиента давления гидроразрыва пород на данной глубине, эквивалентной плотности бурового раствора ( $\rho_{ЭКВ} \leq \rho_{Г.Р.П}$ ).

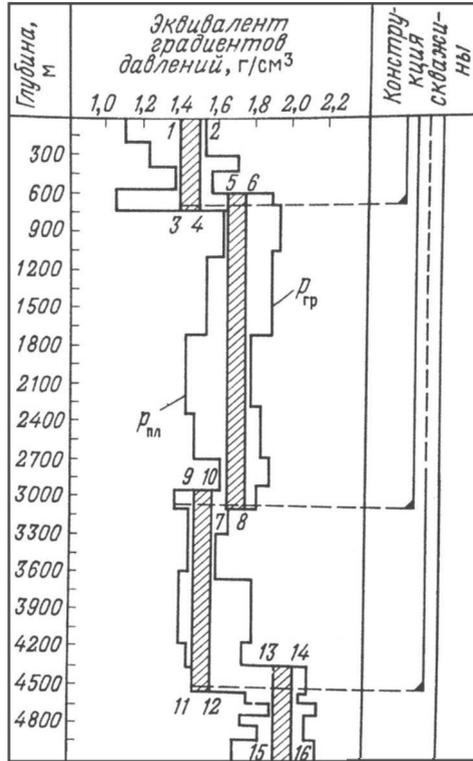


Рис. 1.7. Совмещенный график давлений (фрагмент)

Итак, на совмещенный график (рис. 1.7) наносят линии, характеризующие изменения с глубиной порового (пластового) давления и давления гидроразрыва. Затем параллельно оси ординат проводят прямые, касательные крайним значениям эквивалентов градиента пластового давления (1–3, 5–7, 9–11, 13–15) и эквивалентной плотности давления гидроразрыва (2–4, 6–8, 10–12, 14–16). Заштрихованные зоны являются зонами совместных условий бурения и предусматривают интервалы крепления скважин обсадными колоннами.

Глубину установки башмака колонны при этом принимают на 10–20 м выше отметки окончания данной зоны совместных условий бурения, но не выше глубины начала следующей.

Аналогичные причины планирования конструкций скважин с выделением интервалов совместимых условий проводки применяют за рубежом. Различия носят методический характер, что выражается в разных приемах определения отдельных зон крепления скважины.

На рис. 1.8 приведена схема выбора конструкции одной из скважин в Луизиане. В интервале бурения под эксплуатационную колонну проводят вертикальную линию из точки *A* с наибольшей плотностью раствора до пересечения с кривой гидроразрыва (точка *B*). Таким образом определяют, что буровой раствор максимальной плотности вызывает гидроразрыв пласта в точке *A*. Глубину установки башмака обсадной колонны с учетом коэффициента безопасности принимают ниже точки *B*. Затем проводят горизонтальную линию от глубины установки башмака короткой обсадной колонны до пересечения с кривой плотности бурового раствора в точке *C*, из которой проводят вертикальную линию. Пересечение этой линии с кривой градиента гидроразрыва пород в точке *D* показывает глубину возникновения гидроразрыва от максимального значения плотности раствора, применяемого при бурении под хвостовик. С учетом соображений безопасности глубину установки башмака промежуточной колонны выбирают ниже точки *D*. Подобным образом выбирают глубину установки башмака кондуктора несколько ниже точки *F* для предотвращения гидроразрыва при бурении под промежуточную обсадную колонну.

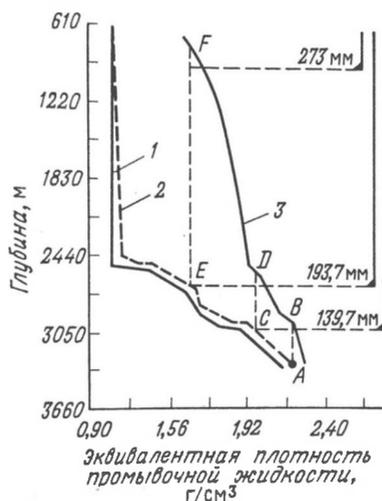


Рис. 1.8. График планирования конструкции скважины в Луизиане:

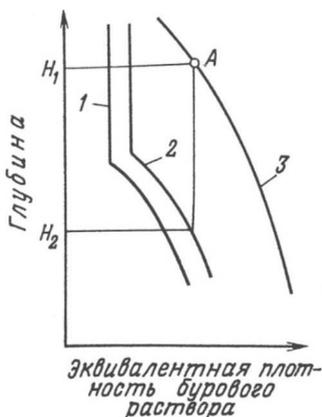
- 1, 2 — прогнозные градиенты порового давления и гидроразрыва,
- 3 — плотность бурового раствора

Конструкции глубоких скважин в США, бурящихся в различных геологических условиях, имеют существенные отличия. Но при этом для всех типов конструкций глубоких скважин характерно, что промежуточные колонны, особенно первые, диаметром 244–340 мм, спускают на большие глубины с большим выходом в открытый ствол скважины. Глубина спуска таких колонн составляет 3000–5000 м, выходы из-под башмака кондуктора 3000–3500 м и более.

Значительные интервалы терригенных и галогенных отложений без крепления обсадными колоннами бурят благодаря применению систем буровых растворов, обеспечивающих направленное физико-химическое воздействие на проходимые породы. Для упрочнения стенок скважины широко используют физико-химические эффекты, один из которых — осмос, используемый так, чтобы осмотические перетоки имели направление из окружающих пород в ствол скважины. В результате снижается влажность, повышается прочность рыхлых глинистых пород, окружающих скважину, и предотвращаются их обвалобразования и осыпи. Регулирование физико-химических процессов между окружающими породами и буровым раствором устраняет, кроме того, необходимость обеспечения устойчивости ствола скважины путем утяжеления бурового раствора.

### **1.2.1. Глубина установки башмака обсадной колонны**

Методические основы выбора глубины установки обсадной колонны из условия предотвращения гидравлического разрыва пород под действием давления бурового раствора, возрастающего при углублении скважины в зону АВПД, приведены на рис. 1.9. Эти основы в той или иной мере используют в отечественной и зарубежной практике планирования конструкций скважин. Глубина  $H_1$  (см. рис. 1.9) предоставляет собой место установки обсадной колонны. При данных геологических условиях и применяемой плотности бурового раствора работа без осложнений обеспечивается до глубины  $H_2$ . На этой глубине плотность бурового раствора становится равной градиенту разрыва пластов ниже башмака обсадной колонны, поэтому дальнейшее углубление скважины вызывает поглощение бурового раствора ниже точки  $A$ . При этом в случае возникновения выброса его глушение будет связано с большими трудностями. До глубины  $H_2$  скважина может быть заглушена без осложнений.



**Рис. 1.9. Схема выбора глубины установки башмака обсадной колонны:**

1, 2 — градиенты порового давления и гидроразрыва,  
3 — плотность бурового раствора

Глубина установки башмака обсадной колонны может быть определена из соотношения  $H_2 \cdot \rho_{б.р} = H_1 \cdot \bar{\rho}_{с.р}$ , когда известно, что на глубине будет встречено АВПД с известным пластовым давлением. В таком случае будет определена плотность бурового раствора  $\rho_{б.р}$  для вскрытия пласта. С другой стороны в интервале возможной установки башмака обсадной колонны может быть известно давление гидроразрыва пласта  $\rho_{с.р}$ . Тогда можно определить глубину установки башмака обсадной колонны по формуле из вышеупомянутого соотношения:

$$H_1 = \frac{H_2 \cdot \rho_{б.р} \cdot g}{\bar{\rho}_{с.р}}$$

**Пример.** Глубина проявляющего пласта — 3200 м; ожидаемое пластовое давление — 38 МПа. Градиент давления гидроразрыва пластов в интервале ожидаемой установки башмака обсадной колонны — 0,019 МПа/м. Определить глубину установки башмака обсадной колонны и давление гидроразрыва пород под башмаком.

**Решение.** Согласно «Правилам безопасности...» бурение продолжится при подходе к глубине 3200 м на плотности бурового раствора с превышением забойного давления на  $\Delta P = 2,5$  МПа:

$$\rho_{б.р} = \frac{(P_{пл} + \Delta P) \cdot 102}{H_1} = \frac{38 \cdot 102}{3200} = 1,29 \text{ г/см}^3.$$

Определим глубину спуска осадной колонны:

$$H_1 = \frac{3200 \cdot 1290 \cdot 9,8}{0,019 \cdot 10^6} = 2129 \text{ м}.$$

Давление гидроразрыва пласта под башмаком обсадной колонны определим по общеизвестной формуле:

$$P_{z,p} = \bar{\rho}_g \cdot H_1 = 0,019 \cdot 2129 = 37,9 \text{ МПа}$$

Согласно «Правилам безопасности...» необходимо оценить, не произойдет ли гидроразрыв пласта под башмаком обсадной колонны в случае неуправляемого выброса и заполнения скважины газом. В закрытой скважине, заполненной пластовым газом, давление на устье скважины на любой глубине  $z$  рассчитывают по формуле:

$$P_z = \frac{P_{заб}}{e^{\frac{284(H-z)\bar{\rho}_g}{RT}}}, \quad (1.11)$$

- где  $P_{заб}$  — забойное давление, МПа абс.;  
 $P_z$  — давление на глубине, МПа абс.;  
 $H$  — глубина скважины по вертикали, м;  
 $\bar{\rho}_g$  — относительная плотность газа по воздуху при нормальных условиях, безразмерная величина;  
 $R$  — инженерная газовая постоянная при стандартных условиях, 8314 н·м/(К·моль).

В продолжение примера определим приблизительное давление на устье закрытой скважины и под башмаком обсадной колонны, заполненной природным газом с относительным удельным весом  $\bar{\rho}_g = 0,7$ . Забойное давление равно 38 МПа, а средняя температура в скважине, как определено, равняется 59,4 °С.

Температура по Кельвину:

$$T_{cp} = 59,4 + 273 = 332,4 \text{ К}.$$

Давление на устье скважины  $z = 0$ :

$$P_y = \frac{38}{e^{\frac{284 \cdot 0,7 \cdot 3200}{8314 \cdot 332,4}}} = 30,2 \text{ МПа}.$$

Давление под башмаком обсадной колонны  $z = 2129$  м:

$$P_{2129} = \frac{38}{e^{\frac{284 \cdot 0,7 \cdot (3200 - 2129)}{8314 \cdot 332,4}}} = 35,2 \text{ МПа}$$

Поскольку  $P_{z,p} > P_{2129}$ , то при заполнении скважины пластовым газом можно считать, что утечек флюида в пласты под башмаком обсадной колонны не произойдет. А глушение скважины следует провести на плотности бурового раствора 1290 кг/м<sup>3</sup> на половинной подаче насосов, используемой во время бурения.

Таким образом, для предотвращения неконтролируемого выброса следующая обсадная колонна должна быть установлена на глубине  $H_2$ . Методику, иллюстрируемую схемой на рис. 1.9, используют также и для решения обратной задачи, т. е. для определения глубины спуска колонны (точка  $A$ ) по данным прогноза изменения порового давления в нижележащих интервалах разреза. Подобные схемы имеют большое значение для оперативной корректировки глубины установки обсадных колонн в процессе проводки скважины. Глубину уточняют на основе получаемой фактической информации в результате обработки данных геофизических исследований, данных бурения и др.

При нефтеводопроявлениях максимальное внутреннее давление на глубине  $z$  при герметизированном устье скважины после открытого фонтанирования определяют из условия полного замещения бурового раствора пластовым флюидом по формуле:

$$P_{2129} = \frac{38}{e^{\frac{284 \cdot 0,7 \cdot (3200 - 2129)}{8314 \cdot 332,4}}} = 35,2 \text{ МПа} \quad (1.12)$$

Соответственно, давление на устье:

$$P_z = P_{пл} - 10^{-6} \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot H, \quad (1.13)$$

где  $P_{пл}$  — пластовое давление во вскрытом коллекторе, МПа;  
 $\rho_{см}$  — плотность смеси, которую рекомендуют принимать по средней плотности пластовых флюидов, заполнивших скважину.

Очевидно, что значение  $\rho_{см}$  зависит от газового фактора. Поэтому рекомендуется расчет максимального устьевого давления при нефтяном фонтане с газовым фактором более 200 м<sup>3</sup>/т определять так, как его определяют для газовой скважины.

Если в интервале бурения под очередную обсадную колонну отсутствуют пласты с АВПД, то величина  $P_{у.из}$  очевидно равна  $p_{атм}$ . Тогда длина предыдущей колонны или кондуктора:

$$H_{\kappa} = p_{атм} / (\bar{\rho}_{z.p} - \rho_{max}), \quad (1.14)$$

где  $\rho_{max}$  — максимальное значение градиента гидростатического давления бурового раствора, применяемого при бурении под проектируемую промежуточную колонну.

В США при проектировании конструкций скважин для определения глубины спуска промежуточных колонн, предотвращающих разрыв пород под воздействием пластового давления в случае проявления, применяют методику, основанную на вычислении коэффициента толерантности, иначе называемого допустимым давлением выброса.

Коэффициент толерантности может быть определен по формуле:

$$k_m = \left( \frac{\bar{P}_{2p}}{g} - \rho \right) \cdot \frac{H_k}{H} - \rho \cdot \frac{l_\phi}{H} - \frac{l}{g} \cdot \left( a_n - a_{без} \cdot \frac{H_k}{H} \right), \quad (1.15)$$

где  $\rho$  — плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $H_k$  — глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны, м;  
 $H$  — глубина скважины, м;  
 $l_\phi$  — высота столба газа на забое в момент герметизации устья скважины, м;  
 $a_n, a_{без}$  — градиенты давления пульсации и запаса, Па/м.

Градиент давления запаса рекомендуется принимать равным 0,7 кПа на 1 м кондуктора (промежуточной колонны). Градиент давления пульсации возникает при перекрытии устья скважины перекрытием:

$$a_n = \rho \cdot u \cdot a \cdot \frac{1}{a \cdot t - H}, \quad (1.16)$$

где  $u$  — скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с;  
 $a$  — скорость распространения волны давления, обычно принимается  $a = 800$ – $1200$  м/с ( $800$  — для необсаженного ствола,  $1200$  — для обсаженного);  
 $t$  — время закрытия скважины, с.;

При приближенных вычислениях коэффициента толерантности используют упрощенное выражение:

$$k_m = \left( \frac{\bar{P}_{2p}}{g} - \rho \right) \cdot \frac{H_k}{H}. \quad (1.17)$$

Характерное свойство коэффициента толерантности — уменьшение его значения с глубиной по мере увеличения длины участка открытого ствола скважины. Существует минимально допустимое значение коэффициента  $k_m$ , определяющее максимально допустимую степень риска неуправляемого выброса в результате гидроразрыва пород под башмаком обсадной колонны. Допустимое значение коэффициента толерантности зависит от принятого в данных геологических условиях уровня контроля выбросоопасности. Установлено три уровня контроля. *Первый уровень* характеризуется допустимым объемом проявления (притока) 4 м<sup>3</sup> и предельным значением коэффициента толерантности 0,12 г/см<sup>3</sup>. Для *второго уровня* при более выбросоопасных условиях бурения значение допустимого объема притока составляет 2,8 м<sup>3</sup>, а коэффициент толерантности — 0,06 г/см<sup>3</sup>. Для *третьего уровня*, характеризуемого наиболее напряженными условиями, эти значения принимаются равными соответственно 1,6 м<sup>3</sup> и 0,06 г/см<sup>3</sup>.

Уровень контроля, таким образом, зависит от условий проводки скважины. К необходимости снижения допустимого объема проявления и предела допустимого давления выброса приводят низкие значения градиента гидроразрыва пород, большой выход ствола скважины из-под башмака обсадной колонны и др.

Коэффициент  $k$ , служит общей мерой степени риска. Продолжать углубление скважины, когда значение толерантности менее предельного, становится нецелесообразно ввиду высокой степени риска неуправляемого выброса.

Количество колонн и их диаметры, прочность и толщина стенок определяется назначением скважины, проектной глубиной, условиями эксплуатации, величиной пластовых давлений.

### **1.2.2. Назначение обсадных колонн**

**Направление.** Глубина до 30–50 м. Назначение направления состоит в защите наземных площадок от циркуляции бурового раствора. Роль его при бурении на суше становится незначительной с момента спуска кондуктора (первой промежуточной колонны). Напротив, на море оно должно выдержать нагрузки, обусловленные:

- весом превентора, колонной головки, подвесок обсадных колонн, а также движений вследствие волнений и течений (случай неподвижности платформ),
- усилиями, передаваемыми телескопическим удлинителем (случай плавающего основания).

Следовательно, направление должно быть укреплено в грунт и иметь достаточные механические характеристики.

**Кондуктор.** Глубину спуска кондуктора устанавливают в соответствии с требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, обязывая устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

Башмак кондуктора должен располагаться не менее чем на 50 м ниже толщи неустойчивых при протаивании пород.

**Промежуточные (технические) обсадные колонны, хвостовики.** Их количество и глубина спуска определяются количеством интервалов с несовместимыми условиями углубления. Башмак колонн должен располагаться в породах, оказывающихся барьером между проницаемыми продуктивными пластами, перекрывая также породы, склонные к текучести.

**Эксплуатационная колонна.** Она иногда заменяется хвостовиком, перекрывающим продуктивные отложения. Ее назначение — обеспечить длительное получение продукции, а значит, защиту от повреждений призабойной зоны продуктивных отложений и всего комплекса оборудования от добываемых углеводородов.

### **Наиболее распространенные типы конструкции скважин, мм:**

- 630 × 508 × 426 × 340 (324) × 245 × 168(178) × 114 хв.;
- 630 × 478 × 377 × 273 × 219 × 146 (140) × 102 хв.

Производные от этих типов определяются проектной глубиной скважины и количеством несовместимых интервалов бурения. Некоторые технические колонны спускаются как хвостовики.

Последняя промежуточная колонна, как правило, должна спускаться в кровлю продуктивного пласта, чтобы обеспечить возможность использования бурового раствора и соответствующей технологии вскрытия продуктивных отложений, обеспечивающих сохранение его свойств.

При строительстве горизонтальных скважин эксплуатационная колонна спускается в кровлю продуктивных отложений, в последующем горизонтальный ствол либо обсаживается хвостовиком, либо вообще не обсаживается.

Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них противовыбросового оборудования должна обеспечить:

- герметизацию устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважин, не менее чем на 10 %.
- противостояние воздействию максимальных сминающих нагрузок в случае открытого фонтанирования или поглощения с падением уровня бурового раствора.

Максимальное внутреннее рабочее давление на прочность колонн, несущих на себе противовыбросовое оборудование (ОП), определяют с учетом наибольшего из давлений, которые могут возникнуть при бурении под следующую за рассчитываемой колонну. Эти условия могут возникнуть в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования после закрытия устья скважины (при условии полного заполнения скважины пластовым флюидом). А также давлений, которые могут возникнуть под воздействием гидростатического столба бурового раствора с возможной максимальной плотностью или тампонажного раствора, поднятого до устья при цементировании следующей за рассчитываемой колонны. Указанные давления необходимо учитывать при расчете обсадных колонн на прочность совместно с другими нагрузками, имеющими место в процессе их спуска, цементирования и длительной эксплуатации.

### **1.2.3. Выбор диаметра обсадных колонн и долот**

Диаметр обсадных колонн и долот выбирают снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны. Диаметр долота для бурения под выбранную обсадную колонну определяется требуемым зазором между муфтой колонны и стенкой скважины.

Минимально допустимая разность диаметров труб и муфт обсадных труб и скважин приведена ниже, в мм.

Диаметр обсадных труб	114–127	140–168	178–219	245–324	324–351	≥ 377
Зазор между диаметром труб и диаметром скв.	15	20	25	35	40	45
Зазор между диаметром муфт, труб и диаметром скв.	7–10	10–15	15–20	20–25	25–35	35–40

Величина зазора зависит от диаметра и типа соединений обсадных труб и профиля скважины, сложности геологических условий, гидродинамических давлений при бурении и креплении интервала, выхода из-под башмака предыдущей колонны.

### **1.3. Особенности конструирования наклонных и горизонтальных скважин**

Разбуривание месторождений нефти и газа на суше осуществляется с кустовых площадок, а на море — со стационарных платформ или блок-кондукторов. Поэтому практически все эксплуатационные скважины являются либо наклонными, либо наклонными с горизонтальными участками в продуктивной части пласта. Направленное бурение способствует значительному снижению затрат и воздействия на окружающую среду.

Метод «бокового ствола» применяется как для бурения в обход препятствий (например, оставленной в скважине колонны труб) так и для изменения положения забоя ствола скважины по геологическим причинам.

Наклонную скважину бурят, чтобы пересечь неуправляемую скважину вблизи проявляющего пласта. Затем для глушения неуправляемой скважины в нее закачивают буровой раствор. Для бурения скважины такого типа требования к точности управления направлением предельно высоки.

Большие сложности возникают при бурении вертикальных скважин через геологические разломы или при достижении продуктивных пластов, которые могут находиться под твердыми крышками соляных куполов. Для предупреждения непреодолимых осложнений в таких геологических условиях бурят наклонные скважины.

С целью изучения геологического разреза первые скважины на разведкуемых площадях и с кустовых площадок строят с вертикальными стволами (ось которых имеет отклонение до 2–3° от вертикали). Искривленными называются скважины, наклонный ствол которых получен в результате недостаточного учета геологических факторов или вследствие технико-технологических упущений.

*Наклонно направленная или наклонная скважина* — это скважина, забой которой имеет отклонение в заданном направлении от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной кривой. Пространственное положение скважины определяется теми текущими параметрами: глубиной  $L$ , зенитным углом  $\alpha$ , азимутальным углом  $\varphi$ .

Глубина скважины  $L$  (рис. 1.10) — расстояние от устья  $O$  до забоя  $B$  или любой точки измерения углов. Глубина скважины по вертикали  $H$  — расстояние  $OA$  от устья  $O$  до горизонтальной плоскости, проходящей через забой скважины. Глубина скважины по стволу  $L$  — расстояние  $OB$  от устья  $O$  до забоя по оси скважины. Замеряется по бурильной колонне в процессе ее подъема из скважины и при контрольных инклинометрических замерах, которые проводятся периодически по мере углубления скважины.

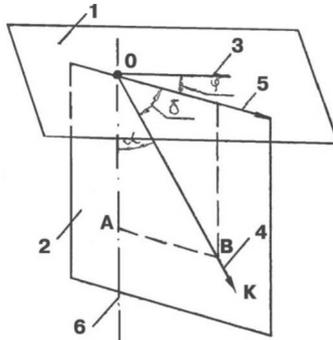


Рис. 1.10. Схема пространственного положения скважины

Зенитный угол  $\alpha$  — угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и вертикалью, проходящей через данную точку. Ось скважины — пространственная кривая, состоящая из сопряженных между собой отрезков прямых и кривых линий.

Угол наклона  $\eta$  — угол между осью скважины или касательной к ней в рассматриваемой точке и горизонтальной проекцией оси на плоскость, проходящей через данную точку.

Азимутальный угол  $\varphi$  — угол между принятым направлением начала отсчета  $3$  и касательной  $5$  к горизонтальной проекции оси скважины, отсчитываемой по часовой стрелке.

В зависимости от принятого начала отсчета азимутальный угол (азимут) может быть истинным, магнитным или условным. В первом случае отсчет ведется от географического, во втором — от магнитного меридиана, в третьем — от направления на произвольный репер, координаты которого известны.

Профиль скважины — проекция оси скважины на вертикальную плоскость  $2$ , проходящую через ее устье и забой.

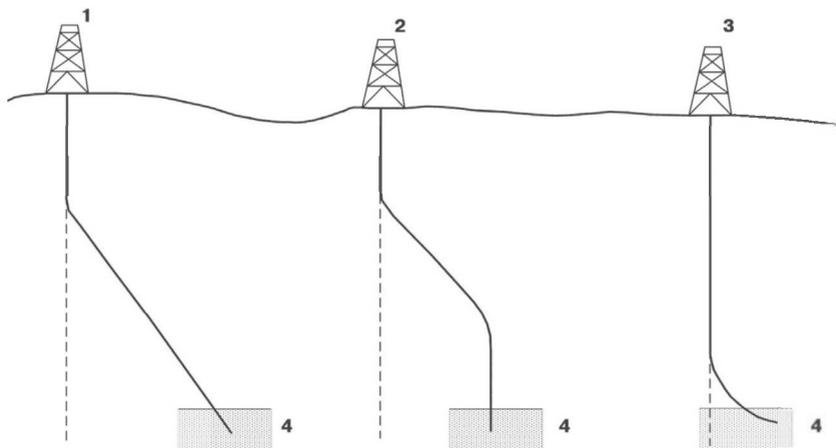
План скважины — проекция оси скважины на горизонтальную плоскость  $1$ , проходящую через ее устье.

Апсидальная плоскость — вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси ствола скважины в точке проведения замера.

Интенсивность искривления  $i \left( \frac{d\alpha}{dL} \right)$  — степень одновременного изменения зенитного угла и азимута за интервал.

### 1.3.1. Конфигурация (трасса) направленных скважин

Различают три основных профиля направленных скважин (рис. 1.11).



**Рис. 1.11. Основные профили направленных скважин:**

1 — тангенциальный профиль; 2 — S-образный профиль;  
3 — J-образный профиль

*Скважины типа 1* отклоняют, как правило, на небольшой глубине до угла, соответствующего техническим условиям, затем продолжают углубление до проектной глубины, сохраняя неизменным угол наклона. Такой тип профиля применяют для скважин небольшой глубины (до 2000–2200 м) в простых геологических условиях, когда конструкция скважины представлена кондуктором и эксплуатационной колонной. В более глубоких скважинах, когда требуется большое смещение, промежуточная обсадная колонна чаще всего спускается после искривления, а затем до проектной глубины бурят под неизменным углом наклона. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле.

*S-образный профиль* скважины предусматривает наличие двух вертикальных участков ствола — верхнего в начале бурения и нижнего при входе в продуктивный пласт. Набор кривизны осуществляется на небольшой глубине, после чего спускают кондуктор. Далее скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Но до этого, как правило, спускают промежуточную колонну. Если предусматривается спуск хвостовика в качестве промежуточной колонны, то им перекрывают интервал второго отклонения. S-образный профиль ствола применим при строительстве скважин на большие глубины, имеющих осложненные зоны (аномально высокие давления), а также при бурении с морских платформ, когда требуется развести забой согласно схеме разработки месторождения.

Тип J предполагает отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах. Угол наклона растет, пока не будет достигнута проектная глубина (продуктивный пласт). Этот профиль чаще всего используют при сооружении горизонтального ствола.

Рациональный профиль должен позволить до минимума сократить работу отклоняющей компоновки на возможно меньшей глубине (особенно это важно при бурении с морских платформ или кондукторов, чтобы не допустить попадание нового ствола в уже эксплуатирующийся скважины), обеспечив необходимое смещение забоя относительно устья (по горизонтали) и допустимую интенсивность искривления, а также свободное прохождение по стволу компоновок бурильной и эксплуатационной (промежуточных) колонн. Профиль должен обеспечивать эксплуатацию скважины всеми современными методами и оборудованием на протяжении всего периода жизни скважины. Забой скважины должен находиться в «круге допуска».

Зенитный угол может быть относительно велик, а отход от вертикали до желаемой точки — меньше по сравнению с другими типами профилей скважин. Обычно такие профили используются для разведки стратиграфической ловушки или для получения дополнительных геологических данных на недобывающей скважине.

Но в технической литературе помимо указанных трех представляют еще три производных от них типа профилей, которые более полно отвечают разнообразным геолого-техническим условиям (рис. 1.12).

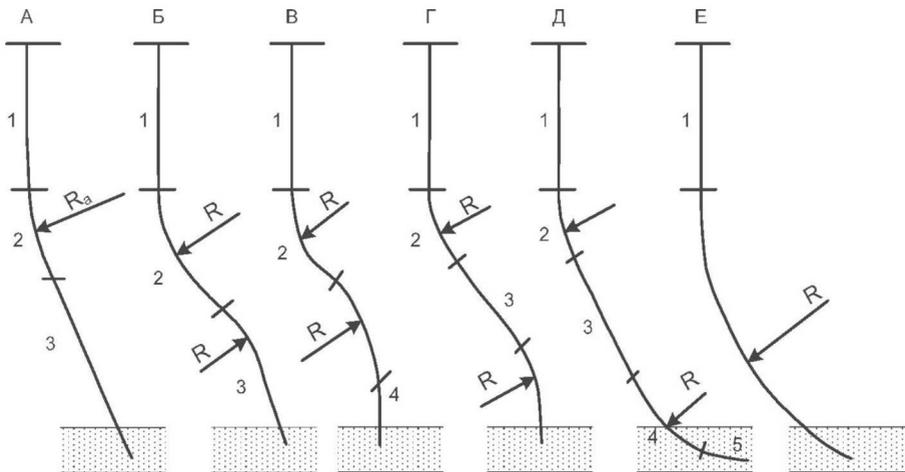


Рис. 1.12. Типы профилей наклонных скважин

Профиль типа А, состоящий из трех участков, собственно является классическим тангенциальным, и он широко используется при кустовом бурении.

Профили Б, В и Г с четырьмя участками соответствуют S-образному профилю с некоторыми особенностями, которые диктуются геолого-техническими условиями и соответствующими радиусами набора зенитного угла.

Профили Д и Е соответствуют типу скважины *J*. Профиль Д более сложный и имеет пять участков: вертикальный 1, набор зенитного угла 2 по радиусу  $R_2$ , участок стабилизации 3, участок до набора зенитного угла 4 по радиусу  $R_4$  с входом в продуктивный пласт при углах  $85^\circ$  и более и горизонтальный участок 5, проходящий по продуктивному пласту. Длина участка 5, как правило, более 1000 м — обычно она достигает 10 тыс. м и более (акватория Северного моря, Норвежский район).

Профиль типа Е состоит из двух участков: вертикального и участка малоинтенсивного набора зенитного угла по большому радиусу  $R_E$ . Этот тип профиля применим при безориентированном бурении или в случае применения самоориентирующихся отклоняющих систем.

В Западной Сибири, где разбуривание месторождений ведется кустовым способом, при отходе до 300 м чаще всего используется профиль А, а при больших отходах — профиль Г. При бурении скважин с горизонтальным стволом применяется профиль Д.

### **1.3.2. Профили направленных скважин**

Направленную скважину можно разделить на три основных участка: верхний участок, участок в перекрывающих породах и продуктивный пласт. На каждом участке действуют разные факторы в рамках общих ограничений оптимального вскрытия коллектора.

*Верхний участок ствола скважины.* Для сведения к минимуму затрат и степени воздействия на окружающую среду при бурении с морских платформ и буровых площадок для кустового бурения требуется, чтобы скважины находились как можно ближе друг к другу. Установлено, что можно достичь расстояния между скважинами порядка двух метров. В начале бурения главное ограничение на траекторию ствола скважины накладывается присутствием других скважин. Для этого участка планируется очень небольшая кривизна для минимизации проблем с чрезмерными изгибающими нагрузками, а при близком расположении на поверхности устьев скважин всегда есть возможность пересечения стволов вблизи поверхности. Для устранения проблем, связанных с плотным размещением скважин, используется инклинометрия. Возможно, важнейшим методом предотвращения пересечения стволов скважин является цилиндрическая диафрагма. Такая диаграмма предоставляет эффективные средства отображения реального положения бурящейся скважины относительно ее планируемой траектории и соседних скважин. Она также позволяет представлять в простой и однозначной форме сложные трехмерные межскважинные допуски на допустимое положение траектории ствола скважины.

*Участок в перекрывающих породах.* Основная часть траектории ствола скважины (после отхода от плотного скопления соседних стволов от верхнего

участка), проходящая через перекрывающие породы, специально рассчитывается так, чтобы расположение скважины было оптимально для вскрытия продуктивного пласта.

Кондуктор устанавливается на верхнем искривленном участке и цементируется. Ствол скважины далее продолжается с желаемым углом до достижения нужного отхода от вертикали, а затем происходит сброс зенитного угла. Промежуточная обсадная колонна устанавливается на нижнем участке сброса зенитного угла. Затем бурение продолжается ниже промежуточной колонны в вертикальном стволе. S-образный профиль чаще используется для глубоких скважин в областях, где необходимость установки промежуточной обсадной колонны обусловлена осложнениями из-за газа, притоками минерализованной воды и т. д. При применении S-образного профиля можно точнее провести ствол скважины при наличии нескольких продуктивных горизонтов. Угол отклонения выбирают в приповерхностных зонах, где бурение происходит быстро, и можно поддержать минимальные затраты времени на спускоподъемные операции.

У скважин с J-образным профилем процесс набора угла происходит на большой глубине, время, затрачиваемое на спуск и подъем при таких работах, очень велико, а интервал набора зенитного угла обыкновенно не защищен обсадной колонной. J-образный профиль используется на старых месторождениях, где разработка нефти, оставшейся после обводнения, осуществляется посредством забуривания новых стволов из существующих скважин, добыча из которых перестала быть рентабельной.

*Участок в продуктивном пласте.* Вскрытие пласта-коллектора — это основная операция, ради которой бурится скважина. Поэтому первостепенное значение имеет правильность размещения ствола скважины внутри целевой зоны. Для некоторых скважин простого прямолинейного вскрытия может быть достаточно для обеспечения экономически перспективного притока. Однако все чаще вскрытие коллектора оказывается очень сложным предприятием. Самый простой случай — горизонтальная скважина; противоположной крайностью является скважина сложного профиля.

У вскрытия коллектора есть два важных аспекта. Первый — введение поправки на погрешность позиционирования скважины при определении целевого горизонта; второй — размещение ствола скважины в пласте, способствующее максимальной эффективности добычи. В расчетах, используемых для вычисления положения скважины, всегда есть погрешности. Но эти погрешности необходимо учитывать при определении границ, или допусков вокруг местоположения цели. А погрешности могут превосходить цели, и если их не выявить, то неполная информация может привести к существенным потерям в добыче.

### **1.3.3. Горизонтальные скважины**

Горизонтальные скважины — это скважины с большим зенитным углом (в общем случае, более 85°), которые бурят для повышения отдачи коллектора посредством размещения внутри него длинного участка ствола скважины. Этим

горизонтальные скважины отличаются от скважин с большим отходом от вертикали. Сейчас горизонтальное бурение считается эффективным средством разработки коллекторов.

Среди преимуществ горизонтального бурения отмечают:

1. снижение образования водяных и газовых конусов из-за меньшей депрессии на пласт при данном дебите, что сокращает объем необходимых ремонтных работ в будущем;
2. большие дебиты из-за большой длины ствола скважины в продуктивной зоне;
3. общее снижение выноса песка благодаря снижению перепада давления и меньшей скорости флюида вокруг ствола скважины;
4. образование более крупной и эффективной сети дренирования, способствующей более полной выработке запасов.

Горизонтальные скважины обычно характеризуют по интенсивности набора ими кривизны и делят на три большие группы, определяющие необходимые методики бурения, как показано в таблице 1.1.

Т а б л и ц а 1.1

**Классификация горизонтальных скважин**

Тип скважины	Интенсивность набора зенитного угла, °/м	Радиус, м
Большой радиус	2–6°/30 м	900–290
Средний радиус	6–35°/30 м	290–50
Малый радиус	5–10°/1 м	12–6

*Интенсивность набора зенитного угла* — это положительное изменение зенитного угла по нормированной длине (например, 3°/30 м). Отрицательное изменение наклона называется «интенсивность уменьшения зенитного угла». Горизонтальные скважины с *большим радиусом кривизны* характеризуются темпом набора 2–6°/30 м, что дает радиус кривизны от 900 до 300 м. Ствол с таким профилем бурят традиционными инструментами для направленного бурения, и так могут быть пробурены участки с отходом до 2500 м. Такой профиль хорошо подходит для случая, когда требуется большое смещение от вертикали для достижения намеченной точки вскрытия.

Горизонтальные скважины *со средним радиусом кривизны* бурят со специальными гидравлическими забойными двигателями и стандартными компонентами бурильной колонны. Компоновки с двойным изгибом рассчитаны на набор угла с темпом до 3,5°/30 м. Участки стабилизации зенитного угла часто проходят компоновки с обыкновенными управляемыми забойными двигателями.

У горизонтальных скважин *с малым радиусом кривизны* длина участка скважины варьируется от 60 до 270 м. Скважины с таким профилем чаще всего бурят при зарезке бокового ствола из существующей скважины.

Профиль горизонтального участка определяется эксплуатационными характеристиками пласта. Основные профили горизонтального участка представлены на рис. 1.13.

- прямолинейный горизонтальный участок;
- горизонтальный участок в виде дуги окружности (цель — вскрыть пласт по всей его длине, т. е. дважды — в начале и в конце участка — вскрыть его кровлю и достичь его подошвы);
- горизонтальный участок в виде вогнутой дуги (цель — вскрыть дважды пласт по всей его длине);
- волнообразный ствол с вогнутыми и выпуклыми участками.

Горизонтальный участок должен располагаться вдоль продуктивной части пласта и не выходить за границы его нефтесодержащей части.

Основные параметры, определяющие геометрию горизонтального участка, таковы:  $\alpha$  — зенитный угол в начале горизонтального участка, или направляющий угол;  $S_n$  — протяженность горизонтального участка по пласту;  $T_1$ ,  $T_2$  — предельные отклонения горизонтального участка в поперечном направлении.

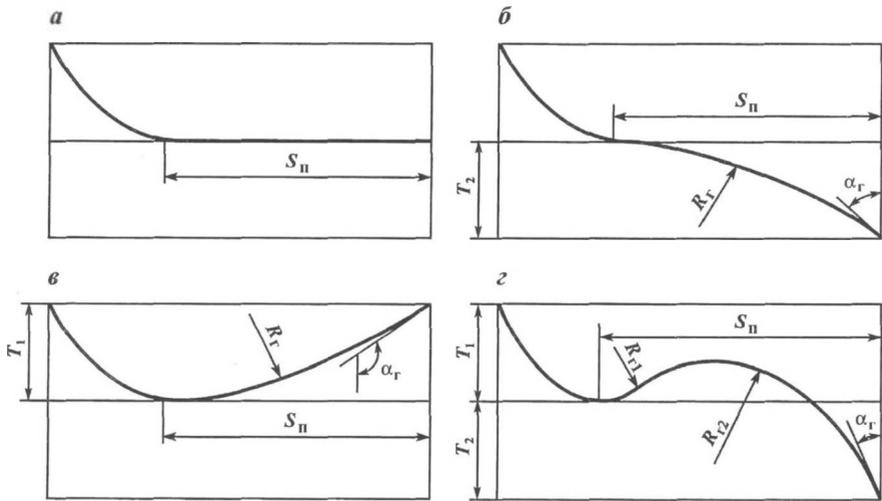


Рис. 1.13. Виды горизонтальных участков скважин

При бурении горизонтального ствола на режиме депрессии целесообразно вскрывать пласт с вогнутым участком, чтобы оценить возможности пласта по продуктивности.

#### 1.3.4. Многоствольные скважины

Многоствольные скважины — скважины, в которых из основного ствола расходятся несколько ответвлений. Их классифицируют по:

- соединению с необсаженными стволами,
- выходу из обсаженного ствола,

- соединению с креплением, но без цементирования,
- зацементированному соединению,
- герметичному соединению с уменьшенным внутренним диаметром,
- герметичному соединению с полным внутренним диаметром.

Технологии многоствольных скважин способствуют увеличению добычи углеводородов, в частности тяжелой нефти.

### **1.3.5. Скважины с большим отходом от вертикали**

Как известно, самая глубокая скважина в мире, пробуренная в мире — Кольская сверхглубокая. Глубина по вертикали — 12 262 м, проектная глубина — 15 000 м. Но из-за высоких температур (до 230 °С) и отсутствия финансирования работы пришлось свернуть.

В январе 2011 года было обнародовано сообщение от компании Exxon Neftegas о том, что на скважине ОР-11 (Россия, Сахалин-1) достигнута глубина 12 345 м с большим отходом забоя от вертикали. ОР-11 также заняла первое место в мире по расстоянию между забоем и точкой забуривания по горизонтали — 11 475 м. Компания ЭНЛ осуществила работы по бурению рекордной скважины всего за 60 дней.

Скважина с большим отходом от вертикали — это такая скважина, у которой отношение глубины по стволу  $L$  (MD — measured depth) к глубине по вертикали  $H$  (TVD — true vertical depth) не менее 2,0. Нынешний мировой рекорд принадлежит скважине Бринтнелл 2-10 (Амосо, Канада) с наибольшим отклонением  $L/H = MD/TVD = 8,00$ .

Следующая цель — достижение величины TVD 9 150 м и отхода от вертикали 15 240 м.

### **1.3.6. Инклинометрия.**

#### **Определение пространственного положения ствола скважины**

Пространственное положение ствола скважины контролируется регулярно измерениями зенитного и азимутального угла через определенные интервалы бурения.

При угле наклона 0° ствол скважины вертикальный, а при угле наклона 90° — горизонтальный. Азимут — это измеряемый в градусах угол между горизонтальной проекцией оси ствола скважины или измерительного прибора и направлением на север. Этим направлением может быть истинное направление на север, направление на магнитный север или на север прямоугольной сетки. Принято, что угол от него отсчитывается по часовой стрелке. Направление ствола измеряется в градусах и выражается в виде азимута (0–360°), либо в виде квадранта (СВ, ЮВ, ЮЗ, СЗ).

На рис. 1.14 показана инклинограмма скважины.

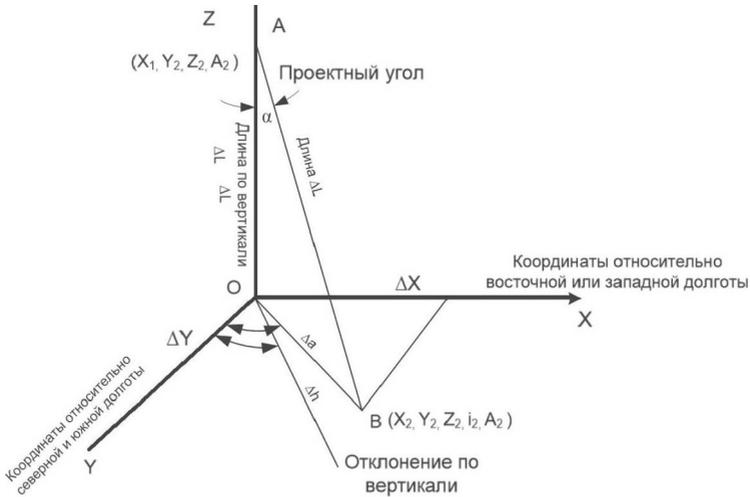


Рис. 1.14. Инклинограмма скважины

Инклинометрия скважины представляет собой массив измерений зенитного угла  $\alpha$  и азимута  $\varphi$  в разных точках скважины на разных расстояниях  $L$  от устья:

$$\begin{array}{cccc} L_1, \dots, L_i, L_{i+1}, \dots, L_k & L_2 & L_3, \dots, L_i & L_k \\ \alpha_1, \dots, \alpha_i, \alpha_{i+1}, \dots, \alpha_k & \alpha_2 & \alpha_3, \dots, \alpha_i & \alpha_k \\ \varphi_1, \dots, \varphi_i, \varphi_{i+1}, \dots, \varphi_k & \varphi_2 & \varphi_3, \dots, \varphi_i & \varphi_k \end{array}$$

Зная приращение координат  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  и  $\Delta z$  между точками замера, определяют координаты каждой точки:

$$X_{i+1} = X_i + \Delta x_i;$$

$$Y_{i+1} = Y_i + \Delta y_i$$

$$Z_{i+1} = Z_i + \Delta z_i$$

Но поскольку изменение положения ствола происходит по дуге, то необходимо учесть соответствующее приращение координат каждой точки измерения.

Исследования может проводиться в процессе бурения или по его завершении.

Цели инклинометрии:

- определение точного местонахождения забоя для контроля производительности коллектора,
- контроль реальной траектории скважины для обеспечения достижения цели.

- ориентирование отклоняющих инструментов для направления траектории скважины,
- исключение возможности пересечения с соседними скважинами,
- вычисление глубины по вертикали различных пластов для построения геологических карт,
- оценка интенсивности естественного искривления, то есть зенитного угла и азимута ствола скважины, рассчитываемых на единицу длины (30 м),
- выполнение требований регулирующих органов.

### 1.3.7. Измерительные приборы

Измерительные приборы отличаются в зависимости от предназначения прибора и методов, используемых для накопления и передачи данных измерений. Есть два типа измерительных приборов: магнитные и гироскопические. В зависимости от метода, используемого для сбора данных, выделяют пленочные и электронные системы. Измерительные системы также можно разделить по методам на спускаемые на тросе и системы измерений во время бурения.

Широко применяемые каналы связи — телесистемы с гидравлическим каналом и проводные каналы связи.

Гидравлический канал связи является естественным каналом связи, так как в нем в качестве канала используется столб бурового раствора в буровой колонне.

Проводной канал связи предполагает для передачи забойной информации использование каротажного кабеля или троса.

На рис. 1.15, взятом из книги А. Г. Калинина и др. «Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин» [18], приведены каналы связи.

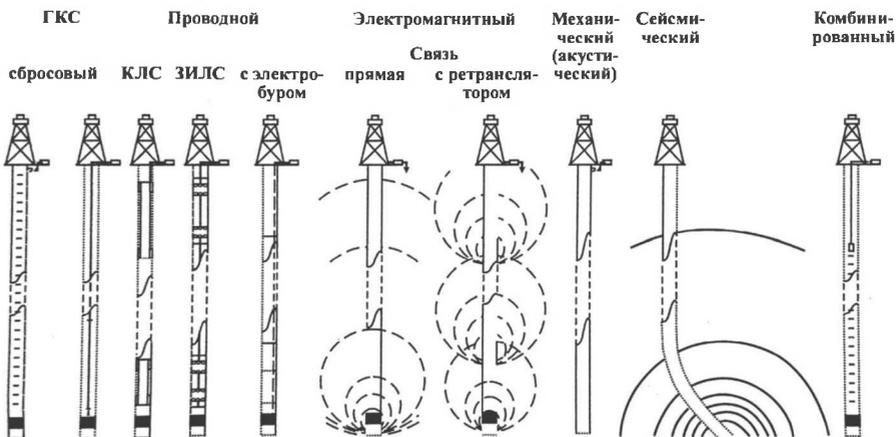


Рис. 1.15. Типы каналов связи

Системы с акустическим каналом связи используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне бурильных труб или окружающей среде. Из-за недостаточной точности определения положения забоя такие системы еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований.

Электромагнитный (беспроводной) канал связи использует бурильные трубы для передачи информации из забоя на земную поверхность.

*Магнитные датчики.* Магнитные датчики необходимо использовать в немагнитной среде (то есть в необсаженном стволе либо в немагнитных утяжеленных трубах или при спуске прибора на тресе). В любом случае не должно быть никаких магнитных помех от соседних скважин. Магнитные датчики можно разделить на две категории: механические и электронные компасы.

В механическом компасе используется ориентирующаяся на магнитный север катушка, аналогичная подвижной игле компаса. Единственное преимущество механических компасов заключается в низкой стоимости, но они имеют множество недостатков, в том числе невозможность их использования в инструментах систем измерения во время бурения.

Система электронного компаса — это твердотельный автономный инклинометрический прибор, измеряющий магнитные и гравитационные силы Земли.

В зависимости от компоновки электронных датчиков, систему электронного компаса можно использовать в разных режимах, таких как одноточечный, многоточечный и режим измерения в процессе бурения, когда данные посылаются на поверхность в реальном времени по системе телеметрии (по гидроимпульсному каналу связи). Данные магниторазведки собираются электронным компасом и кодируются в импульсы давления в столбе бурового раствора, которые посылаются вверх и декодируются на поверхности. Данные измерений телесистемы типа MVD в реальном времени позволяют буровикам принимать во время бурения решения по направленному бурению. Этот тип телесистем постоянно совершенствуются. В настоящее время предлагаются и разрабатываются системы с гидравлическим каналом связи с набором методов, не уступающим системам каротажа на кабеле.

*Гирокотические измерительные приборы* используются, когда точность магнитной измерительной системы может быть снижена из-за внешних влияний, например, обсадной колонны, географического положения или имеющихся поблизости скважин. Роторный гироскоп состоит из установленного на валу вращающегося колеса, питается от электродвигателя и способен достигать скоростей более 40000 об/мин. Вращающееся колесо (ротор) может быть ориентировано, или направлено, в известном направлении. Направление, в котором вращается гироскоп, поддерживается его собственной инерцией, поэтому его можно использовать для отсчета при измерении азимута. Расположение внешней и внутренней рамок позволяет гироскопу сохранять заданное направление, независимо от того, как прибор позиционирован в стволе скважины.

Гирокотические системы разделяют на три категории: свободные гироскопы, гиротаксометры и инерциальные навигационные системы.

### 1.3.8. Методы вычислений траектории.

Есть несколько известных методов расчета траектории. Пять самых распространенных: тангенциальный, сбалансированный тангенциальный, среднего угла, радиуса кривизны и минимальной кривизны.

- *Тангенциальный метод.* В этом методе используется зенитный угол и азимут ствола скважины в нижнем конце длины интервала для расчета прямой, представляющей ствол скважины и проходящий через нижний конец этого интервала. Поскольку ствол по всей длине рассматривается как прямая, это самый неточный из рассматриваемых методов, и от него следует отказаться.
- *Сбалансированный тангенциальный метод.* Изменение тангенциального метода (с получением направления в верхней точке для первой половины длины интервала, а затем в нижней точке — для второй половины) может существенно уменьшить погрешность вычислений. Этот метод очень просто запрограммировать на ручном калькуляторе и в электронных таблицах. Он обеспечивает точность, сравнимую с точностью метода минимальной кривизны.
- *Метод среднего угла.* В этом методе используются средние величины зенитного угла и азимута ствола скважины, измеренные у верхнего и нижнего концов длины интервала. В качестве зенитного угла и азимута интервала принимаются средние величины по двум группам этих углов. Затем траектория скважины рассчитывается с помощью простых тригонометрических функций.
- *Метод радиуса кривизны.* По этому методу строится дуга по данным зенитного угла и азимуту ствола скважины, измеренным у верхнего и нижнего концов длины интервала, если смотреть как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскости. Метод среднего радиуса — один из самых точных из существующих.
- *Метод минимальной кривизны.* Как и в методе радиуса кривизны, в этом методе, самом точном из всех перечисленных, используется зенитный угол и азимут ствола скважины, измеренные у верхнего и нижнего концов длины интервала для построения гладкой дуги, представляющей траекторию скважины. Отличие между методами минимальной кривизны и радиуса кривизны состоит в том, что в методе радиуса кривизны используется изменение угла наклона по длине интервала для вычисления смещения в горизонтальной плоскости (истинная глубина по вертикали не затрагивается). Тогда, как в методе минимальной кривизны, используется темп естественного искривления для вычисления смещений в обеих плоскостях. Метод минимальной кривизны считается самым точным, но к нему непросто применить обычные методики ручных вычислений.

**Определение пространственного положения ствола скважины**

Пространственное положение ствола скважины контролируется регулярно измерениями зенитного и азимутального угла через определенные интервалы бурения. Важность этого мероприятия трудно переоценить:

- скважина должна вскрыть продуктивный горизонт вблизи проектной точки;
- необходимо исключить возможность встречи стволов бурящейся скважины и ранее пробуренных скважин при кустовом бурении на суше и со стационарных платформ или кондукторов в морском бурении;
- при бурении, особенно разведочных скважин, важно значение точного залегания продуктивного пласта, да и любого другого пласта с целью геологической привязки скважины.

На рис. 1.16 показана инклинограмма скважины. Следующая таблица представляет метод средних углов, который может быть использован для расчета различных элементов инклинометрических замеров:

Элементы	Базисные данные		Расчет (средний угол)
Глубина по вертикали $\Delta z$	Длина между двумя измеренными значениями, $\Delta L$	Средний угол $\alpha = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$	$\Delta z = \Delta L \cdot \cos \alpha$
Горизонтальная проекция, $\Delta a$			$\Delta a = \Delta L \cdot \sin \alpha$
Отклонение $\Delta y$ по долготе $y$	Горизонтальная проекция, $\Delta a$	Средний географический азимут $A = (A_1 + A_2) / 2$	$\Delta y = \Delta a \cdot \cos A$
Отклонение $\Delta x$ по долготе $x$			$\Delta x = \Delta a \cdot \sin A$
Проекция на проектный план		Угловая разница между географич. и проектн. азимутом $(A - A_{th})$	$\Delta h = \Delta a \cdot \cos(A - A_{th})$

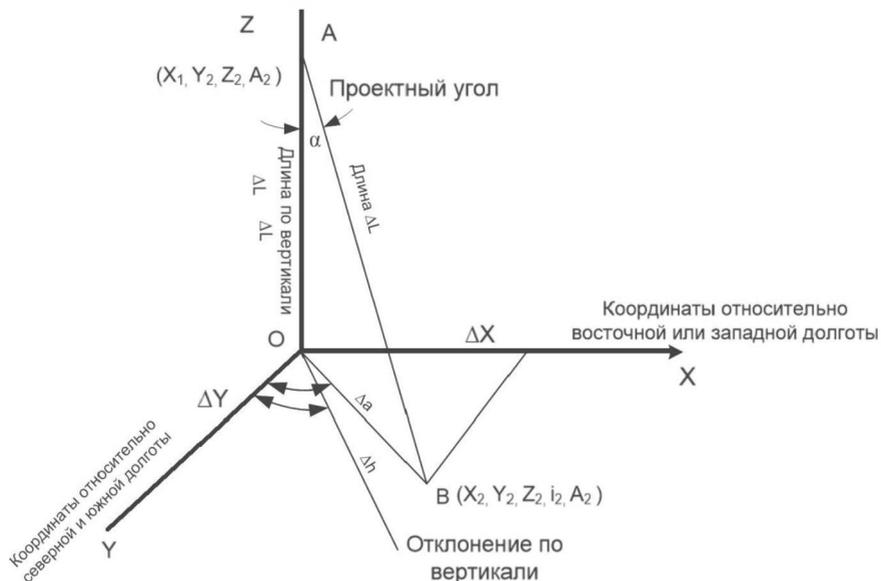


Рис. 1.16. Инклинограмма скважины

Инклинометрия скважины представляет собой массив измерений зенитного угла  $\alpha$  и азимута  $\varphi$  в разных точках скважины на разных расстояниях  $L$  от устья:

$$\begin{array}{cccc}
 L_1, \dots, L_1 & L_2 & L_3, \dots, L_i & L_k, \\
 \alpha_1, \dots, \alpha_1 & \alpha_2 & \alpha_3, \dots, \alpha_i & \alpha_k, \\
 \varphi_1, \dots, \varphi_1 & \varphi_2 & \varphi_3, \dots, \varphi_i & \varphi_k.
 \end{array}$$

Зная приращение координат  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  и  $\Delta z$  между точками замера, определяют координаты каждой точки:

$$X_{i+1} = X_i + \Delta x_i;$$

$$Y_{i+1} = Y_i + \Delta y_i$$

$$Z_{i+1} = Z_i + \Delta z_i$$

Но поскольку изменение положения ствола происходит по дуге, то необходимо учесть соответствующее приращение координат каждой точки измерения. Предложено три расчетных метода расчета приращений координат:

- метод средних углов (secant or average angle method);
- балансовый тангенциальный метод (balanced tangent method);
- метод постоянной кривизны (tangent method).

При текущем зенитном угле  $\alpha_1$  и азимутальном угле  $\varphi_1$ , измеренным для точки А, и зенитном угле  $\alpha_2$  и азимуте  $\varphi_2$ , измеренным в точке В, лежащей на расстоянии  $\Delta L$  от А, приращение координат определяют следующим образом.

Метод средних углов:

$$\Delta z = \Delta L \cdot \cos \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$$

$$\Delta a = \Delta L \cdot \sin \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$$

$$\Delta \psi = \Delta a \cdot \cos \frac{\varphi_1 + \varphi_2}{2}$$

$$\Delta x = \Delta a \cdot \sin \frac{\varphi_1 + \varphi_2}{2}$$

Тангенциальный метод:

$$\Delta z = \Delta L \cdot \cos \alpha_2$$

$$\Delta a = \Delta L \cdot \sin \alpha_2$$

$$\Delta \psi = \Delta a \cdot \cos \varphi_2$$

$$\Delta x = \Delta a \cdot \sin \varphi_2$$

Балансовый тангенциальный метод:

$$\Delta z = \frac{\Delta L}{2} \cdot \cos \alpha_1 + \frac{\Delta L}{2} \cdot \cos \alpha_2$$

$$\Delta a = \frac{\Delta L}{2} \cdot \sin \alpha_1 + \frac{\Delta L}{2} \cdot \sin \alpha_2$$

$$\Delta \gamma = \frac{\Delta L}{2} \cdot \sin \alpha_1 \cdot \cos A_1 + \frac{\Delta L}{2} \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos A_2$$

$$\Delta x = \frac{\Delta L}{2} \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sin A_1 + \frac{\Delta L}{2} \cdot \sin \alpha_2 \cdot \sin A_2$$

Метод радиуса кривизны:

$$\Delta z = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{\Delta L}{\alpha_2 - \alpha_1} \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$$

$$\Delta a = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{\Delta L}{\alpha_2 - \alpha_1} \cdot (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$$

$$\Delta \gamma = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{\Delta a}{A_2 - A_1} \cdot (\sin A_2 - \sin A_1)$$

$$\Delta x = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{\Delta a}{A_2 - A_1} \cdot (\cos A_2 - \cos A_1)$$

Сравнение результатов исследований с результатами по методу минимальной кривизны приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2

**Сравнение результатов пяти широко используемых методов расчета траектории скважины**

Метод вычислений	Погрешность определения истинной глубины по вертикали, м	Погрешность определения отклонения от вертикали, м
Тангенциальный:	-1,45	+4,57
Сбалансированный тангенциальный:	-0,03	-0,01
Среднего угла:	0,00	0,08
Радиуса кривизны:	-0,01	-0,09
Минимальной кривизны:	—	—

*Характеристика скважины:* общая глубина исследования — 1 836 м, максимальный угол — 26°, интервал исследования приблизительно 18,9 м; профиль скважины — вертикальный ствол до глубины 1 239 м, набор угла до 26° на глубине 1 836 м.

Большие погрешности видны в тангенциальном методе только для участка искривления, приблизительно равного 580 м. Это показывает, что тангенциальный метод неточен, и от него следует полностью отказаться. Сбалансированный тангенциальный метод и метод среднего угла практичнее для промысловых вычислений, и их следует использовать, когда может быть недоступно сложное вычислительное оборудование или специальные навыки.

### **1.3.9. Конструкция КНБК для направленного бурения**

*1. Конструктивные принципы. Отклоняющая сила и угол перекаса долота.* КНБК — это нижняя часть бурильной колонны, влияющая на траекторию движения долота и, следовательно, ствола скважины. Факторы, определяющие изменение траектории — это действующая на долото отклоняющая (боковая) сила, перекас долота, гидравлика и угол залегания пласта. Цель проектирования КНБК для направленного бурения заключается в создании условий для отклонения долота в направлении, соответствующем направленной траектории скважины.

Действующая на долото *отклоняющая сила* — самый важный фактор, влияющий на изменение траектории. Направление и величина действующей на долото отклоняющей силы определяют тенденцию к набору угла, к уменьшению угла и к повороту. *Компоновка для снижения зенитного угла* определяется как компоновка, у которой отклоняющая сила действует в направлении нижней стороны ствола скважины, тогда как у *компоновки для набора зенитного угла* отклоняющая сила действует в направлении верхней стороны ствола скважины. *Компоновка для стабилизации* — это компоновка, у которой отклоняющая сила на долоте равна нулю. *Угол перекаса долота* — это угол между осью долота и осью ствола скважины; он влияет также на направление бурения, так как буровое долото рассчитано на бурение параллельно своей оси.

Почти 40 лет назад была предложена зависимость интенсивности искривления от основных технических, технологических и геологических факторов:

$$\frac{d\alpha}{dL} = \frac{2}{L} \left[ \beta + \theta + f \cdot \frac{F_{om}}{F_{oc}} - \frac{h}{2} \cdot \sin(\alpha \pm \gamma) \right], \quad (1.18)$$

где  $L$  — длина направляющего участка;  
 $\beta$  — угол несоосности;  
 $\theta$  — угол поворота оси долота под действием приложенных нагрузок;  
 $f$  — коэффициент фрезерующей способности долота;  
 $F_{om}$  — отклоняющая сила, действующая перпендикулярно оси долота в вертикальной плоскости;  
 $F_{oc}$  — осевая нагрузка;  
 $h$  — индекс анизотропии пород по буримости;  
 $\alpha$  — текущий зенитный угол;  
 $\gamma$  — угол падения пластов в азимуте скважин.

Знаки «+» и «-» в уравнении соответственно относятся к случаям, когда бурение ведется в направлении падения и восстания пласта.

*Направляющий участок* — участок низа бурильной колонны от долота до первой точки касания компоновкой стенки скважины. Для компоновок с центрирующим приспособлением направляющим является участок от долота до первого центриатора. Для компоновок с отклонителями — от долота до вершины угла перекоса отклонителя (отклонитель турбинный секционный — ОТС), шпindelь-отклонитель (ШО). Для компоновок без центрирующих и отклоняющих приспособлений — от долота до первой точки касания забойным двигателем или трубами стенок скважины (весь низ бурильной колонны).

*Угол несоосности*  $\beta$  есть угол между хордами, стягивающими ось скважины и ось компоновки на направляющем участке. Он вычисляется по формуле:  $\beta = (D - d) / 2l$ , где  $D$  — диаметр долота;  $d$  — диаметр компоновки в сечении, соответствующем первой точке касания (в верхнем конце направляющего участка  $l$ ).

*Коэффициент фрезерующей способности долота*  $f$  — отношение скорости фрезерования стенки скважины к скорости разрушения забоя рабочей поверхности долота при действии одинаковых нагрузок.

*Индекс анизотропии породы по буримости*  $h$  — число дополняющего до 1 отношение буримости данной породы вдоль напластования к буримости ее в направлении, перпендикулярном напластованию.

Значения  $f$  и  $h$  определяются по результатам проводки наклонных скважин на конкретном месторождении.

Многочлен в правой части уравнения (1.18), заключенный в квадратные скобки, называется *отклоняющим фактором*  $\Phi$ . По знаку отклоняющего фактора определяют характер искривления ствола наклонной скважины: при  $\Phi > 0$  происходит увеличение, при  $\Phi < 0$  — уменьшение и при  $\Phi = 0$  — стабилизация зенитного угла.

Первые два члена отклоняющего фактора  $\beta + \theta$  отражают влияние асимметричного расположения компоновки в стволе скважины, третий член определяет влияние сил, приложенных к долоту, последующий член — влияние анизотропии пород по буримости и углу встречи ствола с пластом в плоскости искривления скважины. Первые три компонента отклоняющего фактора, поскольку они отражают влияние технических и технологических параметров, являются активными компонентами, в отличие от четвертого — пассивного компонента.

*Роторные компоновки.* Поведение любой роторной компоновки определяется размером и размещением центраторов на протяжении первых 36 м от долота. Дополнительные центраторы, расположенные выше по бурильной колонне, оказывают ограниченное влияние на действие компоновки. Роторные компоновки не управляемы: во-первых, почти невозможно управлять азимутом роторной компоновки (поворотом вправо или влево); во-вторых, у каждой роторной компоновки есть своя тенденция к набору или уменьшению угла, которую нельзя скорректировать с поверхности. А чтобы скорректировать траекторию ствола скважины, необходимы спуско-подъемные операции для смены компоновки.

В компоновках для набора угла используется принцип точки опоры: центратор (калибратор), установленный прямо над долотом, создает точку опоры, в которой изгибающиеся бурильные трубы прижимают наддолотный центратор к нижней стороне ствола скважины и создают поперечную силу, действующую на долото в направлении верхней стороны ствола скважины. Опыт показывает, что чем ниже жесткость части компоновки прямо над центратором, тем быстрее набирается угол.

В типичной компоновке для набора угла используется два-три центратора. Первый (наддолотный) центратор (калибратор) обычно соединяется непосредственно с долотом. Если непосредственное соединение невозможно, расстояние между долотом и первым центратором должно быть менее 1,8 м, чтобы такая компоновка служила для набора угла. Вторым центратором добавляется для улучшения управления боковой силой и для снижения вероятности возникновения других проблем. Темпы набора можно повышать, увеличивая расстояние между первым и вторым центраторами. Когда расстояние между центраторами увеличится достаточно для того, чтобы в результате утяжеленная труба прогнулась, коснувшись нижней стенки ствола, темп набора для данной действующей на долото отклоняющей силы и перекоса долота достигнет максимума. Как правило, утяжеленные бурильные трубы прогибаются, касаясь стенки скважины, когда расстояние между центраторами более 18 м. Величина прогиба также зависит от диаметра ствола скважины и утяжеленной бурильной трубы, угла наклона ствола, диаметра центратора и осевой нагрузки на долото.

Другие важные факторы для роторных компоновок: угол наклона ствола, осевая нагрузка на долото и скорость вращения. Темп набора угла данной компоновки возрастает с увеличением угла наклона ствола, потому что бо́льшая компонента собственного веса утяжеленных бурильных труб вызывает ее изгиб. При увеличении осевой нагрузки на долото утяжеленные буриль-

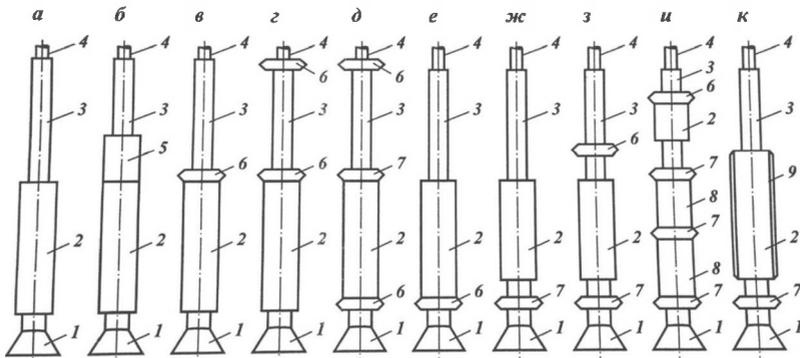
ные трубы за наддолотным центратором изогнутся еще сильнее, увеличив темп набора. Поэтому обычно с данными компоновками используются низкие скорости вращения (60–100 об/мин). Иногда в мягких породах высокий расход может вызвать эрозию породы, приводя к уменьшению контакта центратора с породой и, таким образом, снижая тенденцию набора угла.

*Компоновки для стабилизации угла.* Стабилизирующие компоновки содержат от трех до пяти центраторов, расставленных так, чтобы поддерживать угол постоянным.

Выделяют два основных вида компоновок — жесткая и маятниковая (отвесная). Основная задача при использовании жестких компоновок — получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при рациональном режиме бурения. Отличительной характеристикой жесткой компоновки является наличие в ней УБТ максимально возможного наружного диаметра и жесткости и рациональное размещение опорно-центрирующих элементов по всей длине с целью ограничения поперечных перемещений. Это позволяет добиваться совпадения оси компоновки с осью скважины, поскольку предупреждается прогиб трубных элементов. Их рекомендуют применять при бурении в устойчивых и твердых горных породах, когда требуются большие нагрузки (более 0,7 т/см) и при сравнительно небольших механических скоростях бурения (менее 10 м/час).

Особенность маятниковой компоновки заключается в том, что ее ось по длине не совпадает с осью скважины, а эффект отвеса увеличивается с возрастанием зенитного угла скважины. Соответственно их применение оправдано при бурении в мягких породах, когда не требуется создавать значительных нагрузок на долото, но при этом необходимо иметь высокие механические скорости (более 15 м/час).

Схемы отвесных и жестких компоновок представлены на рис. 1.17, заимствованном из книги А. К. Калинина и др. [18]



**Рис. 1.17. Схемы применяемых компоновок нижней части бурильной колонны:**

а — г — отвесные компоновки, д — к — жесткие компоновки; 1 — долото, 2 — забойный двигатель, 3 — УБТ, 4 — бурильные трубы, 5 — укороченная УБТ, 6 — центратор, 7 — калибратор, 8 — маховик, 9 — стабилизатор

Если нагрузка на долото  $P_0 > 1,94 \cdot \sqrt[3]{E \cdot I \cdot q^2}$ , то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважин рекомендуется устанавливать промежуточные опоры. Расстояние между промежуточными опорами для основной ступени УБТ при различных частотах вращения колонн приведены в таблице 1.3.

Т а б л и ц а 1.3

**Расстояние между промежуточными опорами, м**

Диаметры УБТ, мм		Масса (вес) 1 м УБТ, кг (кгс)	Частота вращения колонны, об/мин			
наружный	внутренний		50	90	120	150
73	35	25,3	17,5	13,0	11,3	10,1
89	51	32,8	19,7	14,7	12,7	11,4
95	32	49,3	19,5	14,5	12,6	11,2
108	56	52,6	21,4	16,0	13,8	12,4
114	45	67,6	21,5	16,0	13,9	12,4
120	64	63,5	22,7	16,9	14,6	13,1
133	64	83,8	23,6	17,6	15,2	13,6
146	68	102,9	24,7	18,4	15,9	14,2
146	74	97,7	24,9	18,5	16,0	14,4
159	80	116,4	31,5	23,5	20,3	18,2
178	80	155,9	33,0	24,6	21,3	19,1
178	90	145,4	33,4	24,9	21,5	19,3
203	80	214,6	34,9	26,0	22,5	20,1
203	100	192,4	35,5	26,5	22,9	20,5
219	112	218,4	37,0	27,6	23,9	21,4
229	90	273,4	37,0	27,6	23,9	21,4
245	135	257,7	39,5	29,4	25,5	22,8
254	100	336,1	39,0	29,1	25,2	22,5
273	100	397,8	40,3	30,0	26,0	23,2
299	100	489,5	41,9	31,3	27,1	24,2

### 1.3.10. Отклоняющие инструменты

Самые распространенные отклоняющие инструменты для направленного бурения — это отклоняющие компоновки на основе забойного двигателя с кривым переводником и роторные управляемые системы.

В бурении используются много типов отклоняющих инструментов, начиная от примитивного, но надежного уипстока и кончая современным забойным двигателем. Выбор конкретного инструмента определяется величиной и интенсивностью отклонения, твердостью пород, глубиной ствола и др. Наиболее важные факторы — геологические, так как они существуют объективно и не управляются человеком.

Первым отклоняющим инструментом был клин из дерева, который устанавливали на забое скважины острием вверх и таким образом создавали усилие, отклоняющее долото в сторону.

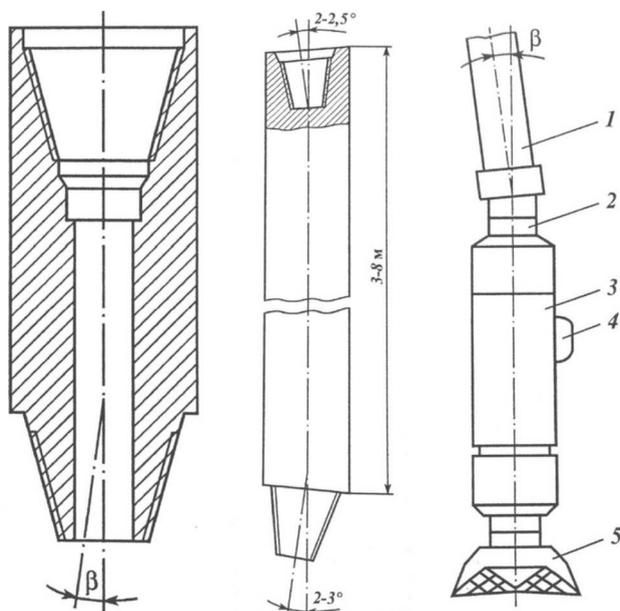
*Уипсток (клин-отклонитель)* используется при забурировании бокового ствола скважины, когда бурение второго ствола в аварийной скважине является более выгодным по экономическим причинам, чем ловильные работы по извлечению прихваченной компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Но их применяют при больших сложностях при бурении, а именно для изменения направления наклонно-направленных скважин и бурении нескольких горизонтальных стволов (многоствольные скважины) из одного ствола скважины. Уипстоки бывают съемные (извлекаемые) и неизвлекаемые.

Современный колонковый уипсток изготавливают из стали. Он имеет клиновидное вогнутое «лицо», чтобы отклонять вращающееся долото, и бурильную колонну с уклоном до  $3^\circ$  на длине 1,5–3,5 м.

Извлекаемый уипсток идеален для бурения множества стволов от одного ствола. Типичная операция забурирования нового ствола из обсаженной скважины предполагает множество спусков для установки цементной пробки, начала вырезания окна, завершения вырезания окна и очистки. Для экономии времени разработанные в последние годы системы могут выполнить все эти задачи за один спуск. Для установки отклонителя и начальной ориентации инструмента требуется гироскопический инклинометр, спускаемый на кабеле.

*Забойные двигатели* наиболее часто используют со сложными типами отклоняющих инструментов. Забойный двигатель бурит скважину полным профилем, так что не требуются ни ее последующее расширение, ни ее калибровка. Компоновки с управляемыми двигателями универсальны и применяются на всех участках направленных скважин, от зарезки наклонного ствола и набора угла до бурения участков стабилизации угла и обеспечения точного управления траекторией.

Собственно стандартный забойный двигатель не является отклоняющим инструментом. Чтобы отклонить скважину, устанавливают кривой переводник между бурильной колонной и двигателем. Кривой переводник представляет собой короткий отрезок трубы с внутренней и внешней замковыми резьбами, оси которых пересекаются под углом  $1-2,5^\circ$  (рис. 1.18). «Лицом» забойного двигателя в сборе с двигателем является направление переводника, которое обычно маркируется риской для точной установки.



**Рис. 1.18. Кривой переводник, отклонитель, отклоняющее устройство с накладкой:**

1 — бурильная труба, 2 — кривой переводник, 3 — турбобур, 4 — накладка, 5 — долото

Вместо кривого переводника иногда используют искривленную в определенном месте толстостенную бурильную трубу. Забойный двигатель может быть скомпонован с отклонителем, оси резьб которого пересекаются под углом  $1-2^\circ$ , а также с различными эксцентричными устройствами.

*Применение объемных двигателей в направленном бурении.* Самый распространенный метод забуривания бокового ствола из обсадной колонны, особенно когда за этим следуют значительные объемы бурения, состоит в вырезании участка обсадной колонны секционным фрезером с последующим отклонением траектории компоновкой двигателя с механизмом искривления. Компоновка обычно содержит центратор на двигателе и, возможно, еще один двигатель выше.

Существенным требованием к системе управляемого бурения является ее способность осуществлять изменения как зенитного угла, так и азимута. Таким образом, это самая широко применяемая конфигурация, потому что обеспечивает решение ряда задач:

- сочетание ориентирования и вращения позволяет следовать запланированной кривизне;
- по завершению набора угла компоновку можно повернуть вперед для выдерживания угла наклона и азимута (при необходимости);

- можно проходить интервалы большой длины через разные пласты без спускоподъемных операций для замены компоновки;
- производительность бурения максимальна благодаря эффективной передаче крутящего момента и мощности на долоте.

Эта система обычно состоит из двигателя с механизмом искривления и центратора на корпусе шпиндельной секции. Для снижения вероятности прихвата двигателя центратор имеет широкие прямые лопасти, сужающиеся с каждого конца, и его диаметр меньше номинального диаметра ствола скважины (обычно на 3,2–12,7 мм). В зависимости от ситуации в скважине, над двигателем могут быть установлены дополнительные центраторы.

Общая конструкция такой управляемой компоновки зависит от конкретной задачи. Важно учитывать следующее:

- ожидаемая интенсивность набора в ориентированном режиме должна быть немного больше (обычно на  $1\text{--}2^\circ/30\text{ м}$ ) необходимой для гарантии намеченной интенсивности набора;
- число используемых центраторов следует сводить к минимуму для снижения трения бурильной колонны о стенки скважины в режиме ориентирования;
- если бурильная колонна вращается на искривленном участке, следует проверить напряжения изгиба вокруг механизма искривления, чтобы убедиться, что они ниже предела усталости.

Строительство ствола с **траекторней со средним радиусом кривизны** (интенсивность естественного искривления  $6\text{--}15^\circ/30\text{ м}$ ) в подавляющем большинстве случаев ведется в стволах диаметром 311,2 мм (и менее) с двигателем диаметром 203,2 мм (и менее) при интенсивности набора угла  $6\text{--}15^\circ/30\text{ м}$ . Есть ряд конфигураций двигателя, применяемых для бурения скважин со средним радиусом кривизны, и у каждой — свои преимущества:

- двигатель с одним узлом искривления;
- двигатель с одним узлом искривления с выдвигным башмаком;
- двигатель с двойным изгибом;
- двигатель с узлом искривления и кривым переводником, размещенным над двигателем и имеющим зафиксированный угол перекоса;
- двигатель с двумя узлами искривления.

Системы с **переходным и малым радиусом кривизны** используются для достижения угла набора  $15\text{--}60^\circ/30\text{ м}$ . Участки набора и стабилизации угла бурят двигателями с короткими опорными секциями. Когда интенсивность набора превышает  $45^\circ/30\text{ м}$ , следует использовать сочлененный двигатель и способность инструмента изгибаться для измерений во время бурения. Системы обоих типов можно использовать для новых и расконсервированных скважин.

Для бурения скважин с малым радиусом кривизны при интенсивности набора угла в диапазоне  $60\text{--}125^\circ/30\text{ м}$  используются двигатели двух типов:

наборный сочлененный двигатель, используемый для проходки участка набора угла, и гибридный двигатель для бурения горизонтального участка. Сочлененный инструмент для измерений во время бурения используется как на участке набора, так и на участке стабилизации.

### 1.3.11. Примеры проектирования профилей наклонных скважин

Рассмотрим тангенциальный профиль плоскоискривленной скважины (см. рис. 1.19).

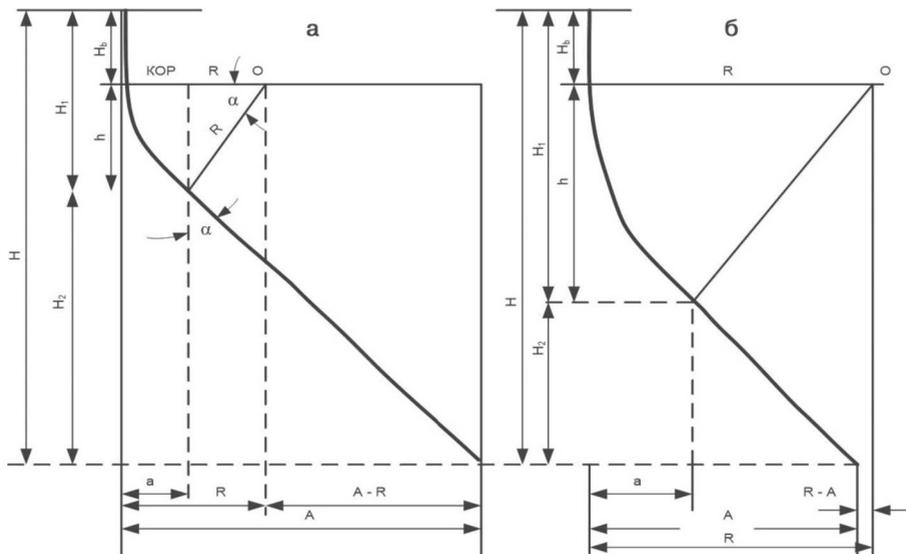


Рис. 1.19. Расчетная схема тангенциального профиля

Профиль состоит из вертикального участка  $H_b$ , участка набора кривизны  $H_1$  с радиусом искривления  $R$  и наклонно-прямолинейного участка  $l_3$ .

Радиус искривления

$$R = \frac{360}{2\pi} \cdot \frac{l}{i},$$

принимая

$$i = 0,1 / 10 \text{ м}; R = \frac{573}{i}.$$

Зависимость искривления от интенсивности набора угла  $\alpha$  представлена в таблице:

$I$ (°/10 м)	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5
$R$ (м)	1146	573	362	286	229

Максимальное значение зенитного угла  $\alpha$  находится по формуле при  $A > R$ :

$$\alpha = 180 - \operatorname{tg}^{-1} \cdot \left( \frac{H - H_a}{A - R} \right) - \cos^{-1} \cdot \left( \frac{R}{H - H_a} \sin \operatorname{tg}^{-1} \frac{H - H_a}{A - R} \right).$$

Пример 1.

Отклонение  $A = 700$  м.

Длина вертикального участка — 350 м.

Глубина скважины по вертикали — 2350 м.

Интенсивность искривления —  $I = 1$  °/10 м ( $R = 573$  м).

Тогда  $\alpha = 180 - \operatorname{tg}^{-1} \frac{2000}{700 - 350} - \cos^{-1} \left( \frac{573}{2000} \sin \operatorname{tg}^{-1} \frac{2000}{700 - 573} \right) = 20^\circ$ .

Для условия профиля ствола  $A < R$

$$\alpha = \operatorname{tg}^{-1} \left[ \frac{H - H_a}{R - A} \right] - \cos^{-1} \left[ \frac{R}{H - H_a} \sin \operatorname{tg}^{-1} \frac{H - H_a}{R - A} \right].$$

Пример 2.

Отклонение  $A = 300$  м.

Глубина вертикального участка — 600 м.

Глубина скважины по вертикали — 1800 м.

Интенсивность искривления —  $I = 1$  °/10 м ( $R = 573$  м).

Тогда  $\alpha = \operatorname{tg}^{-1} \left[ \frac{1800 - 600}{573 - 300} \right] - \cos^{-1} \left[ \frac{573}{1800 - 600} \sin \operatorname{tg}^{-1} \frac{1800 - 600}{573 - 300} \right] = 15^\circ$ .

Общая длина по стволу:

$$L_{\text{общ}} = H_a + l + L = H_a + 0,01745 \cdot R \cdot \alpha + \left( H - H_a - R \cdot \sin \alpha - \right) / \cos \alpha.$$

Целесообразно начинать искривление скважины (КОР) и заканчивать его в устойчивых породах с траекторией набора и уменьшения кривизны до соответствующей окружности заданного радиуса. Это позволит свести к минимуму силы трения при спускоподъемных операциях и возможность образования опасных желобов. Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными при заданном наборе кривизны. Желательно интервал набора кривизны осуществлять одним долблением. Необходимо также учесть, что в этом интервале должна быть обеспечена нормальная работа буровой колонны (без посадок и затяжек) на протяжении всего периода строительства скважины, проходимость обсадных колонн, глубинных приборов и погружного эксплуатационного оборудования.

Формулы для трехинтервального тангенциального профиля скважины представлены в таблице:

Участок профиля	Длина участка	Проекция участка, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_e$	—	$H_B$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0,0174R\alpha$	$a = R \cdot (1 - \cos\alpha)$	$H_1 = R \cdot \sin\alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H \cos\alpha$	$A_1 = H_2 \cdot \operatorname{tg}\alpha$	$H_2 = H - (H_e + H_1)$

При расчете S-образного профиля, состоящего из пяти участков, сначала надо определиться с длиной пятого вертикального участка. Длина его определяется с учетом мощности продуктивного горизонта или многопластовой залежи нефти и (или) газа. Имеется в виду, что ствол в продуктивном пласте будет вертикальным (см. рис. 1.20).

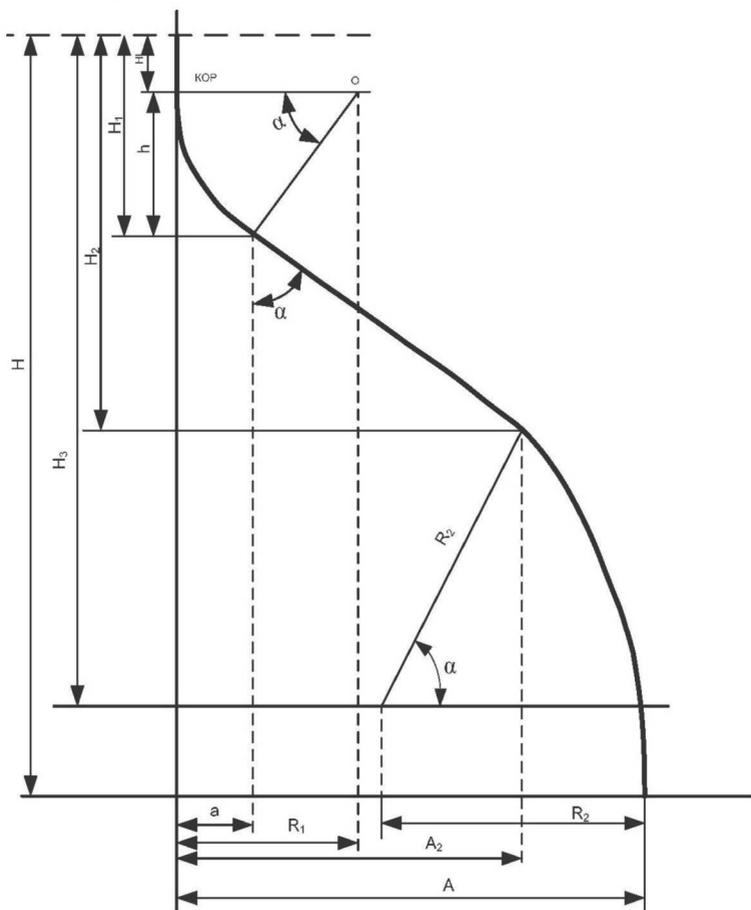


Рис. 1.20. Расчетная схема для S-образного профиля ( $A > R_1 + R_2$ )

Угол набора кривизны для условия  $R_1 + R_2 < A$  рассчитывается по формуле:

$$\alpha = 180 - \operatorname{tg}^{-1} \left[ \frac{H_2 - H_6}{A - R_1 - R_2} \right] - \cos^{-1} \left[ \frac{R_1 + R_2}{H_2 - H_6} \sin \operatorname{tg}^{-1} \frac{H_2 - H_6}{A - R_1 - R_2} \right].$$

Остальные расчеты такие же, как и для трехпрофильного ствола до точки  $D$ . Вертикальная проекция от точки  $D$ :

$$H_2 = H_3 - R_2 \cdot \sin \alpha.$$

Общая длина до точки  $D$ :

$$L_D = H_6 + \frac{\pi \cdot \alpha \cdot R_1}{180} + \frac{H_1 - H_6 - R_1 \cdot \sin \alpha}{\cos \alpha}.$$

Горизонтальная проекция от точки  $D$  (начало уменьшения искривления):

$$A_2 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha) + (H_1 - H_6 - R_1 \cdot \sin \alpha) \cdot \operatorname{tg} \alpha.$$

Длина скважины до точки  $F$  (т. е. до начала вертикального ствола) при вхождении в продуктивный горизонт:

$$L_F = H_1 + \frac{\pi \cdot \alpha \cdot R_2}{180}.$$

Общая длина скважины:

$$L_T = H_6 + \frac{\pi \cdot \alpha \cdot R_1}{180} + \frac{H_1 - H_6 - R_1 \cdot \sin \alpha}{\cos \alpha} + \frac{\pi \cdot \alpha \cdot R_2}{180} + H - H_2.$$

Расчет характеристик точек для S-образного профиля скважины с вертикальным отклонением ствола при  $R_1 + R_2 > A$  (см. рис. 1.20):

$$\alpha = \operatorname{tg}^{-1} \left[ \frac{H_2 - H_6}{R_1 + R_2 - A} \right] - \cos^{-1} \left[ \frac{R_1 + R_2}{H_2 - H_6} \sin \operatorname{tg}^{-1} \frac{H_2 - H_6}{R_1 + R_2 - A} \right],$$

соответственно

$$A = A_2 + (H - H_2) \cdot \operatorname{tg} \alpha_1, \quad L_T = L_6 + \frac{H - H_6}{\cos \alpha_1}.$$

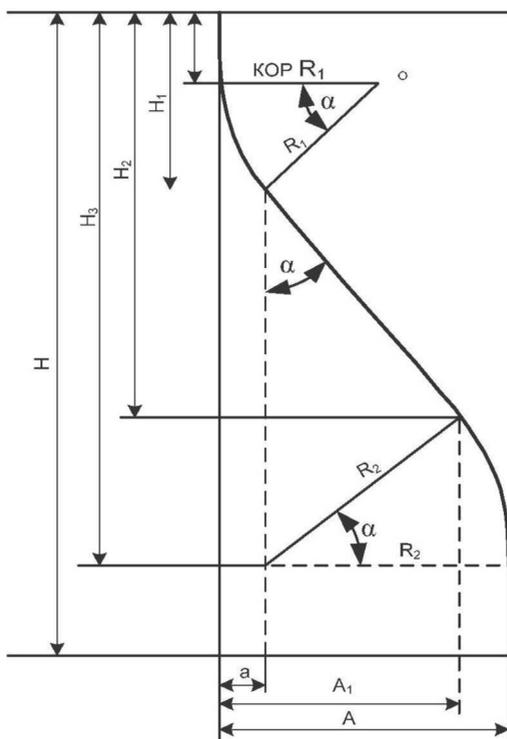


Рис. 1.21. Расчетная схема S-образного профиля ( $A < R_1 + R_2$ )

**Пример.** Необходимо рассчитать профиль скважины для следующих условий.

Глубина нахождения продуктивного горизонта (кровля)	$H_3 = 3350$ м;
Отклонение	$A = 1200$ м;
Интенсивность искривления	$i = 1 \text{ } ^\circ/10$ м;
Глубина вертикального участка	$H_B = 350$ м;
Глубина скважины по вертикали	$H = 3500$ м.

**Решение.** Определим угол набора кривизны:

$$\alpha = 180 - \operatorname{tg}^{-1} \left[ \frac{3350 - 350}{1200 - 573 - 573} \right] - \cos^{-1} \left[ \frac{573 + 573}{3350 - 350} \sin \operatorname{tg}^{-1} \left[ \frac{3350 - 350}{1200 - 573 - 573} \right] \right] =$$

$$= 180 - 88,7 - 67,6 = 23,7^\circ.$$

Глубина по вертикали до окончания набора кривизны:

$$H_E = H_B + R \cdot \sin \alpha = 350 + 573 \cdot \sin 23,7 = 580 \text{ м.}$$

Глубина по вертикали до начала снижения угла искривления:

$$H_2 = H_3 - R \cdot \sin \alpha = 3350 - 573 \cdot \sin 23,7 = 3070 \text{ м.}$$

Длина скважины до начала снижения угла искривления:

$$L_D = 350 + \frac{3,14 \cdot 23,7 \cdot 573}{180} + \frac{3350 - 580 - 573 \cdot \sin 23,7}{\cos 23,7} = 3360 \text{ м.}$$

Горизонтальная проекция, или отклонение до точки  $D$ :

$$A_2 = 573 \cdot (1 - 0,916) + (3070 - 350 - 573 \cdot 0,4) \cdot 0,44 = 1144 \text{ м.}$$

Длина скважины до начала входа вертикальным стволом в продуктивный пласт:

$$L_F = 3360 + \frac{3,14 \cdot 573 \cdot 23,7}{180} = 3597 \text{ м.}$$

Общая длина скважины:

$$L_T = 350 + \frac{3,14 \cdot 23,7 \cdot 573}{180} + \frac{580 - 350 - 573 \cdot \sin 23,7}{\cos 23,7} + \frac{3,14 \cdot 23,7 \cdot 573}{180} + 3500 - 3070 = 3747 \text{ м.}$$

Тип профиля  $J$ , как правило, используется для проектирования скважин с горизонтальным участком и состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющей части и горизонтального участка. Под направляющей частью профиля следует понимать часть ствола скважины от устья до точки с заданными координатами на кровле или в самом продуктивном пласте, которая является началом горизонтального участка. При кустовом бурении реализуются профили с радиусом кривизны 300 м и более. При бурении вторых стволов из ранее пробуренных скважин радиус кривизны нередко снижается до 50–60 м.

При расчете  $J$ -профиля, когда известны глубина скважины, длина направляющего участка и отклонения забоя от вертикали, определяют радиус искривления. Кроме того, может быть задан угол встречи скважин с продуктивным пластом (угол между осью скважины и плоскостью напластования). Тогда зенитный угол в месте входа в пласт:

$$\alpha = 90 - \gamma - \beta,$$

где  $\gamma$  — угол встречи скважины с пластом,

$\beta$  — угол падения пласта.

#### Формулы для расчета $J$ -образного профиля:

Участок профиля	Длина участка, м	Проекция участка, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный:	$l_1 = H_e$	—	$H_e$
Набор зенитного угла:	$l_2 = 0,0174 \cdot R \cdot A$	$A = R \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h = R \cdot \sin \alpha$
Длина ствола по инструменту:	$L = l_1 + l_2$	$A$	$H = H_e + h$

## **ГЛАВА 2. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях (ГНВП)**

### **2.1. Характерные ошибки в действиях бурового персонала при возникновении ГНВП**

Контроль скважины и предупреждение газонефтеводопроявлений (ГНВП) всегда были и остаются важными темами в нефтегазодобывающей промышленности. Для оценки масштаба неприятностей, связанных с потерей контроля над скважиной, обратимся к анализу катастрофы, случившейся на платформе Deepwater Horizon 20 апреля 2010 года в 80 км от побережья штата Луизиана в Мексиканском заливе на месторождении Маканда.

Бурение скважины было начато 7 октября 2009 года компанией ВР, которая арендовала буровую платформу Deepwater Horizon у компании Transocean; глубина моря составила 1500 м. К 9 апреля 2010 года скважина достигла запланированной глубины (5600 м от уровня буровой платформы и на 364 м ниже последней обсадной колонны). При проведении заключительных работ, связанных с временной консервацией скважины, произошел выброс смеси нефти, газа, соленой воды и бурового раствора через бурильные трубы с последующим возгоранием и взрывом.

В момент взрыва на установке Deepwater Horizon погибло 11 человек и пострадали еще 17 из 126 человек, находящихся на борту. Позже погибло еще 2 человека при ликвидации последствий катастрофы.

Через поврежденное устье на глубине 1500 м за 152 дня вылилось в море около 5 миллионов баррелей нефти — нефтяное пятно достигло площади 75 тысяч квадратных километров.

Нефтяная платформа из-за пожара рухнула и затонула.

Экологические последствия выразились в виде загрязнения 1770 км побережья, повлекшем гибель птиц, черепах, дельфинов, запрете рыбной ловли.

К 2016 году общая сумма затрат на устранение последствий аварии превысила 56 млрд. долларов.

Технологии, буровое оборудование, инструмент, приспособления, буровые жидкости на протяжении всего XX века создавались через призму понимания явлений, связанных с неуправляемым притоком пластового флюида в скважину. Более того, в конце концов все технологии по вызову притока при освоении скважины и добыче нефти и газа прежде всего направлены на создание безопасных условий.

К середине 80-х годов прошлого столетия были практически изучены природные условия, разработаны технологии управления и контроля над скважиной, разработаны, изготовлены и опробованы оборудование и инструменты,

обеспечивающие безаварийную работу с точки зрения, недопущения открытого выброса, переходящего в открытое фонтанирование.

Наиболее оснащенной и готовой вести работы в самых сложных геологических, климатических условиях и на больших глубинах моря является компания ВР. Помимо технологической и технической оснащенности компания ВР обеспечена хорошо подготовленными специалистами по обнаружению газонефтеводопроявлений и принятию мер по их устранению.

Но тем не менее открытый выброс произошел именно на одной из наиболее оснащенных во всех отношениях платформе, на которой на протяжении более чем 7 лет не возникало опасных ситуаций, приводящих к нарушению безопасности по отношению к персоналу, оборудованию и окружающей среде.

Расследование аварии выявило массу нарушений. Но почему не нашлось на платформе ни одного специалиста, который бы смог оценить ситуацию, когда выполнялся перевод скважины с бурового раствора на морскую воду? Почему с упорством фанатиков компания продолжала это замещение, хотя дважды возникала ситуация с повышением давления, а этого совсем не должно было быть? Даже в этот момент еще можно было взять ситуацию под контроль, если включить в работу превентор со срезающими плашками.

Потом при расследовании аварии выяснилось, что цементирование обсадной колонны оказалось некачественным. В качестве причины называют то, что на нижней части обсадной колонны установили только 6 центраторов, а программа указывала на то, что надо было установить 21. Да, каждая вторая скважина в мире зацементирована с точки зрения науки некачественно. Есть по меньшей мере 10 самых важных причин, которые существенно влияют на качество зацементированного затрубного пространства. А может быть, рецептура цементного раствора не соответствовала условиям скважины, или выполненному гидравлическому режиму закачки буферных жидкостей, цементного раствора и его продавки, обеспечивающему полное вытеснение бурового раствора цементным раствором хотя бы в проблемных интервалах затрубного пространства (наличия в них коллекторов, насыщенных газом, нефтью и водой).

Газонефтеводопроявления возникают довольно часто по всему миру, но далеко не все становятся причинами серьезных аварий (экологических катастроф), подобно случившемуся на месторождении Маканда.

Какие основные ошибки допускаются в момент обнаружения газонефтеводопроявления и его ликвидации, приводя к усугублению осложнения, переходящего нередко в аварийную ситуацию?

1. Позднее обнаружение поступления пластового флюида, когда его объем превысил предельную величину, и уже невозможно известными методами ликвидировать ГНВП, не преодолев дополнительных осложнений.
2. Возобновление циркуляции после обнаружения поступления пластового флюида в ствол без предварительной герметизации скважины,

что ускоряет замещение бурового раствора на более легкий пластовый флюид.

3. Отсутствие при герметизированном устье режима поддержания забойного давления на более высоком уровне, чем пластовое давление при глушении скважины. Например, выбор метода глушения по контролю давления в кольцевом пространстве, или нерегулируемый сброс жидкости и газа через затрубное пространство.
4. Несовершенный контроль над разницей объемов доливаемого бурового раствора и поднимаемых труб: отсутствие сравнения этих объемов, применение несовершенного способа долива, отсутствие соответствующих приборов или отсутствие учета объема поднимаемой пленки бурового раствора на внутренней поверхности труб.
5. Неготовность противовыбросового оборудования к герметизации скважины или отказ одного из элементов ПВО при проведении технологической операции по ликвидации начавшегося проявления.
6. Отсутствие на скважине специалиста, могущего принять правильное решение при возникшем проявлении для его ликвидации. Действительно, многие люди, работающие в бурении, очень редко встречаются с осложнением в виде ГНВП, многие из них никогда не имели никогда дело с ГНВП. Поэтому они вынуждены обращаться за рекомендациями к своим вышестоящим руководителям (этого требует инструкция). Но и там многие не находят правильных решений. Далее вступают в силу амбиции, мешающие обратиться к специалистам других компаний, имеющим опыт ликвидации проявления. Замечено, что специалисты со стороны привлекаются только тогда, когда ситуация уже стала критической.
7. Отсутствие специального раздела в проектах на строительство скважин, посвященного конкретным мероприятиям по предупреждению ГНВП по каждому коллектору, технологических решений по раннему обнаружению ГНВП и их устранению.

Анализируя многочисленные случаи открытого фонтанирования, устанавливаем их основные причины:

1. Необученность членов буровой бригады, выражающаяся в:
  - а) несвоевременном установлении начала ГНВП;
  - б) непринятии мер по герметизации устья скважины;
  - в) неправильных действиях по герметизации устья скважины.
2. Несоответствие геологическим условиям конструкции скважины, выбранной без учета глубины залегания и пластовых давлений вскрытых горизонтов, в том числе недостаточная глубина спуска кондуктора или колонны (без перекрытия зоны возможного поглощения бурового раствора, в том числе из-за гидроразрыва пласта) и недостаточная высота подъема цементного раствора за колоннами.

3. Некачественное цементирование кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн.
4. Негерметичность резьбовых соединений, а также нарушение целостности обсадных колонн вследствие их истирания либо превышения избыточных давлений.
5. Проведение работ при отсутствии в устье скважины противовыбросового оборудования (ОП).
6. Отсутствие контроля за противовыбросовым оборудованием, а также несоответствие его технической характеристики условиям на скважине.
7. Неисправность или неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования.
8. Отсутствие или неисправность шаровых кранов и обратных клапанов, обеспечивающих герметизацию колонны труб.
9. Отсутствие необходимого запаса бурового раствора.

Увеличение количества открытых фонтанов при капитальном ремонте связано не только с увеличением объема работ на скважинах, но и со снижением профессионального уровня персонала.

Потери от открытых фонтанов часто невосполнимы (гибель людей), а также связаны с большими материальными потерями:

- продукции скважин (газ, нефть);
- бурового оборудования;
- скважин;
- затрат на рекультивацию земель и очистку водных источников от загрязнения.

## 2.2. Причины возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП).

### Механизмы поступления пластовых флюидов в ствол скважины

В процессе проводки скважины пластовые флюиды постоянно поступают в скважину, в том числе и при превышении забойного давления  $P_{зоб}$  над пластовым  $P_{пл}$ .

Поступление флюида происходит:

- при превышении пластового давления над забойным;
- с выбуренной породой;
- в результате массообмена между скважиной и пластом.

Основной причиной возникновения ГНВП является снижение давления на флюидосодержащие пласты до величин меньших, чем пластовое давление. Приток может быть вызван:

- вскрытием пласта с более высоким пластовым давлением, чем ранее предполагалось, то есть при недостаточной изученности геологического разреза;
- уменьшением гидростатического давления бурового раствора, когда используют буровой раствор меньшей плотности, чем предусмотрено проектом (необоснованное отклонение от проектных решений).

Снижение гидростатического давления бурового раствора может происходить:

- при катастрофических поглощениях, сопровождаемых значительным падением уровня в затрубном пространстве;
- при перетоках, обусловленных разностью плотностей и высот столбов жидкостей в трубном и затрубном пространствах;
- при установках различного вида жидкостных ванн с плотностью меньшей, чем плотность бурового раствора.
- Снижение давления бурового раствора происходит в результате:
- остановки циркуляции, которая ведет к уменьшению давления в любом сечении кольцевого пространства;
- гидродинамических давлений, возникающих при спуско-подъемных операциях.

Поступление пластового флюида отмечается при разбуривании пород, насыщенных флюидами. Газ, выделенный из шлама хорошо проницаемой породы, не обязательно приведет к снижению забойного давления ниже пластового. Но иногда следует ограничить механическую скорость бурения, чтобы обеспечить удовлетворительную дегазацию бурового раствора и снизить пульсацию бурового раствора на устье вследствие выделения газа.

Плотность бурового раствора на выходе из скважины за счет поступления газа с выбуренной породой может значительно снижаться. Однако при этом почти не уменьшается забойное давление. Например, при поступлении пластового газа (забойное давление 100 МПа) и закачивании бурового раствора плотностью 2000 кг/м<sup>3</sup> и выходящего на устье раствора плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>, давление на забое снижается всего на 0,48 МПа.

К процессам массообмена, которые могут служить причиной появления пластовых флюидов в стволе скважины, относят диффузию и осмос.

*Диффузия* — это молекулярное проникновение одного вещества в другое при непосредственном их контакте. Движение газа, обусловленное диффузией, возможно в двух направлениях: газ, содержащийся в пластах, пройденных скважиной, проникает через фильтрационную корку в буровой раствор, в то же время газ, содержащийся в буровом растворе, диффундирует в другие пласты.

Диффузия газа в буровой раствор становится значительней при отсутствии движения. Однако количество газа, поступившего таким путем в скважину, невелико.

При осмотическом перетоке флюидов через полупроницаемую перегородку, в данном случае фильтрационную корку, существенное накопление пластового флюида в стволе скважины не происходит и поэтому не может быть замечено на поверхности.

*Капиллярный переток* обусловлен давлением, которое создает искривление границ жидкости (мениск) в канале небольшого размера. Величина этого давления зависит от размера (диаметра) канала. В каналах диаметром менее 1 мкм величина капиллярного давления может достигать 0,1–0,2 МПа. В более крупных каналах (диаметром 10–12 мкм) давление не будет превышать 0,01–0,02 МПа. Капиллярное давление способно вытеснить нефть или воду из пласта в скважину. В каналах большого диаметра капиллярные силы слишком малы, и пластовые флюиды оттесняются по ним фильтратом вглубь пласта.

*Эффектом контракции* обосновывался ряд проявлений и неуправляемое поступление газа после цементирования обсадных колонн. Контракция — это уменьшение суммарного объема системы «твердое вещество — жидкость» (гетерогенная система) при смешении входящих в нее веществ. Явление контракции в водной среде отмечается у многих тел, в том числе у глин, барита и цемента. При взаимодействии глины и воды происходит набухание глины, причем если объем глины увеличивается, то это приращение меньше, чем объем всасываемой воды. Вода из свободного состояния переходит в связанное, и при этом увеличивается ее плотность (до 1300–2400 кг/м<sup>3</sup>), следовательно, уменьшается ее объем и соответственно общий объем смеси. Во время циркуляции бурового (цементного) раствора эффект контракции не возникает, так как нет условий для образования пустот и снижения напряжений. Однако при прекращении циркуляции такие условия могут появиться, и возникает контрактционное снижение объема раствора, которое может длиться в течение нескольких часов или даже суток, что приводит к снижению давления. При этом обязательно влияние предельного напряжения сдвига бурового раствора. В противном случае уменьшение объема будет компенсироваться снижением уровня раствора в скважине. Эффект контракции может играть большую отрицательную роль при формировании цементного камня. Образовавшиеся в результате уменьшения объема трещины и каналы в совокупности со снижением давления на проницаемые пласты могут стать причиной ГНВП и межпластовых перетоков.

Профилактическими мерами по снижению влияния контракции являются обеспечение максимальной гидратации глины (цемента, барита), сокращение простоев скважины без циркуляции, регулирование структурно-механических свойств растворов.

*Суть фильтрационно-депрессивного эффекта* состоит в том, что при вскрытии пласта большой толщины проникающий в него фильтрат бурового раствора при статическом состоянии уменьшает перепад давления в системе «скважина — пласт». Уменьшение давления при отсутствии циркуляции связано не столько со снижением уровня бурового раствора в скважине,

а с проявлением эффекта частичного снятия напряжения в растворе, обладающем тиксотропными свойствами, что приводит к локальному снижению давлений. И напротив, при фильтрации из пласта в скважину, заполненную раствором, напряжение в нем (давление) будет возрастать до тех пор, пока не начнет движение бурового раствора.

Снижение гидростатического давления  $\Delta P_{CT}$  зависит от фильтрации из скважины в пласт, а также от объема всасываемой воды твердыми частицами (контракции)  $\Delta V$  в отношении к объему скважины с учетом коэффициента объемного сжатия  $\beta_p$ .

В случае, когда значение  $\Delta P_{CT}$  компенсирует имеющийся перепад давления между пластовым давлением и гидростатическим давлением столба бурового раствора, установится равновесие между создавшимся давлением в скважине  $P_{скв}$  против пласта с пластовым давлением  $P_{пл}$ .

Создавшееся равновесие нарушается, если скважину, например, частично опорожнить, и тогда пластовые флюиды будут поступать в скважину.

*Температурный фактор.* Плотности воды и нефти зависят от температуры и давления. С увеличением температуры вследствие объемного расширения плотность жидкости снижается, а с увеличением давления плотность возрастает в результате сжатия. Совокупное влияние этих двух факторов приводит к изменению плотности жидкой фазы и, следовательно, плотности бурового раствора в целом. Но влияние температуры доминирует над влиянием давления, и это влияние особенно сказывается на больших глубинах и с высоким температурным градиентом.

*Седиментация* как процесс расслоения раствора в результате выпадения твердой фазы в осадок приводит к снижению гидростатического давления. На величину седиментации оказывает влияние наклон скважины. В наклонной скважине, особенно при углах наклона 30–60°, при бурении на растворах, утяжеленных баритом, после остановки циркуляции твердые частицы имеют тенденцию к осаждению на нижнюю стенку скважины. Происходит «разделение» плотности между тяжелым буровым раствором на нижней стенке, который плохо передает давление, и легким раствором по верхней стенке. Но такое разделение не может вызвать заметное уменьшение гидростатического давления в скважине.

Выход твердой фазы из взвешенного состояния, влияющий на величину гидростатического давления, наиболее характерен при схватывании цементного раствора. Плотность входящего в него флюида при наличии проницаемого цементного камня приближается к плотности жидкости затворения и резко снижает величину гидростатического давления. О проявлении этого эффекта свидетельствуют многочисленные затрубные проявления, межпластовые перетоки, избыточные заколонные давления.

На плавучих средствах причиной снижения забойного давления может стать аварийное разъединение или повреждение райзера возле блока превенторов с последующим его опорожнением. Уменьшение гидростатического

давления будет определяться разностью плотностей бурового раствора и морской воды, умноженной на расстояние от уровня воды до разъединения райзера (глубины моря). О снижении гидростатического давления следует всегда помнить в случае герметизации скважины превентором, установленным на дне моря — например, при аварийном снятии с точки бурового судна.

### 2.3. Особенности конструирования наклонных и горизонтальных скважин

В подавляющем большинстве случаев проводка скважин осуществляется при забойном давлении, превышающем пластовое.

В процессе механического бурения пластовый флюид поступает в скважину, когда пластовое давление превышает сумму гидростатического давления столба бурового раствора ( $P_G$ ) и гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве ( $P_{Г.С.К.}$ ), то есть:

$$P_{пл} > P_G + P_{Г.С.К.} \quad (2.1)$$

Проявление может начаться сразу же после прекращения промывки, например, при наращивании бурильной колонны, ремонте насоса или в связи с окончанием бурения. Это значит, что пластовое давление во вновь вскрытом пласте уравновесивалось при бурении. Однако с прекращением циркуляции противодействия оказалось недостаточно. Условие возникновения проявления в данном случае имеет вид:

$$P_{пл} > P_G \quad (2.2)$$

Во время подъема бурильной колонны газонефтеводопроявления возникают в результате снижения забойного давления, обусловленного колебаниями гидродинамического давления вследствие движения колонны труб  $\Delta P_{ДП}$ , явлений фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в неподвижной части бурового раствора —  $\Delta P_{С.Т.}$ , опорожнение скважины за счет недолива ( $\Delta h$ ) ее буровым раствором —  $\Delta h \rho g$ . При этом условие возникновения проявления принимает вид:

$$P_{пл} > P_G - \Delta P_{ДП} - \Delta P_{С.Т.} - \Delta h \rho g \quad (2.3)$$

При спуске колонны труб газонефтеводопроявления могут быть вызваны снижением гидростатического давления вследствие фильтрационно-контракционного и других эффектов в неподвижной части бурового раствора ниже долота и отрицательной составляющей гидродинамического давления, возникающей во время торможения колонны —  $\Delta P_{Д.С.}$ . Таким образом, имеем условие:

$$P_{пл} > P_G - \Delta P_{С.Т.} - \Delta P_{Д.С.} \quad (2.4)$$

В случае длительного отсутствия циркуляции, в том числе и при полностью поднятой бурильной колонне, проявления обусловлены снижением

гидростатического давления в неподвижном буровом растворе в результате упомянутых факторов. Следовательно, можно написать условие:

$$P_{пл} > P_{г} - \Delta P_{ст}. \quad (2.5)$$

При промывке скважины после спуска бурильной колонны забойное давление может уменьшаться за счет подъема по стволу газированных пачек бурового раствора и резкого увеличения их объема, особенно при подходе к устью скважины.

В процессе проведения промыслово-геофизических работ и перфорации колонны на снижение забойного давления оказывает влияние длительное отсутствие промывки и гидродинамическое давление, возникающее при подъеме снаряда и насосно-компрессорных труб.

## 2.4. Методы и признаки обнаружения ГНВП

Первичное управление скважиной поддерживается, когда дифференциальное давление на проницаемые пористые породы положительно.

Ранее для иллюстрации причины притока пластового флюида уже отмечался случай, когда плотность бурового раствора в ходе бурения становится недостаточной для обеспечения первичного управления скважиной вследствие увеличения порового (пластового) давления. Если имеется переходная зона, дифференциальное давление будет постепенно снижаться по мере приближения долота к зоне высокого давления.

Газоводонефтепроявления обнаруживаются по прямым и косвенным признакам. Прямые признаки указывают на поступление пластового флюида в ствол скважины, а косвенные — сигнализируют о возможном проявлении.

Индикаторы изменения порового давления (или изменения дифференциального давления) будут «индикаторами опасности проявления пластового флюида».

*Косвенные признаки* сигнализируют об опасности поступления пластового флюида в ствол скважины:

- увеличение механической скорости проходки,
- аномально низкие значения  $d$ -экспоненты в глинистых породах (значения, не совпадающие с прямой уплотнения глин),
- увеличение газопоказаний (газ с забоя, газовые пачки при наращивании труб, при СПО),
- изменение давления на буровых насосах,
- изменение показателей бурового раствора.

В литературе приведены еще несколько признаков, указывающих на начало проявления, но здесь перечислены те, информативность которых наиболее значительна.

На эти косвенные индикаторы влияют, кроме дифференциального давления, многие параметры. Появление вышеуказанных признаков не обязательно

будет связано с проявлением пластового флюида: изменение, которое может быть объяснено уменьшением дифференциального давления, может иметь и совершенно иные причины, например, это касается увеличения механической скорости проходки вследствие изменения литологии.

*Изменение скорости бурения.* Скорость бурения обусловлена многими факторами, в том числе и изменением плотности пород за счет их разуплотнения аномально высоким пластовым давлением или развитостью системы трещин, вскрытие которых долотом ведет к увеличению механической скорости бурения. В первом случае увеличение скорости свидетельствует о входе в горизонт, у которого пластовое давление приближается к забойному или превышает его. Разрушение пород с хорошо развитой трещиноватостью может привести к поглощению бурового раствора и снижению забойного давления на вышележащие пласты. И в этом и в другом случае создаются условия, когда пластовый флюид может поступить в скважину.

При приближении к пласту, из которого флюид может поступать в скважину, следует не только вести механический каротаж, но внимательно отслеживать его изменения.

*Изменение давления на буровых насосах.* Поступление пластового флюида в буровой раствор изменяет гидродинамическую характеристику скважины, что отражается на показаниях манометров, установленных на нагнетательной линии. В начальный момент проявления давление на буровых насосах может возрастать. При малой интенсивности поступления флюида это начальное увеличение может остаться незамеченным. В дальнейшем по мере развития проявления давление в нагнетательной линии будет уменьшаться. Наличие притока в скважину пластового флюида проверяют при остановленных насосах по наблюдаемому переливу бурового раствора по желобной системе, а при закрытой скважине — по появлению и росту избыточного давления на стояке и в затрубном пространстве.

*Изменения показателей бурового раствора.* Поступление пластового флюида в буровой раствор приводит к изменению его показателей: водоотдачи, плотности, вязкости, статического и динамического напряжений сдвига, удельного сопротивления, концентрации хлоридов, температуры и др. Необходимо помнить, что причиной отклонений от заданных свойств бурового раствора являются и другие факторы.

Информация об изменении указанных показателей приходит с запаздыванием на время, требуемое на возвращение на поверхность бурового раствора.

Следует помнить, что проявление пластового флюида может возникнуть и без предварительного появления косвенных признаков.

*Прямые признаки.* Они ясно указывают на попадание пластового флюида в скважину.

В процессе притока флюида эти признаки проявляются более или менее заметно в зависимости от проницаемости залежи, природы пластового флюида

и бурового раствора и в зависимости от величины дифференциального давления в зоне продуктивного пласта.

При циркуляции истинные (прямые) признаки проявления пластового флюида таковы:

- увеличение объема (уровня) бурового раствора в приемной емкости;
- повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;
- перелив из скважины при отсутствии циркуляции;
- уменьшение против расчетного объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство скважины при подъеме буровой колонны;
- увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске буровой колонны;
- повышение газосодержания в буровом растворе.

### **Бурение**

Необходимо следить за изменением всех индикаторов порового давления, имеющих на буровой.

В случае наличия указания на уменьшение дифференциального давления (повышение механической скорости проходки, газ с забоя, уменьшение плотности глин,  $d$ -экспоненты и т. д.) нужно остановить бурение и провести наблюдение за скважиной. Повышение механической скорости проходки не обязательно является внезапным (провал), изменение ее может быть постепенным (случай переходной зоны).

Если трудно интерпретировать создавшуюся ситуацию, следует осуществить циркуляцию в объеме кольцевого пространства, прежде чем возобновить бурение.

Далее следует продолжать контролировать изменение расхода на входе и выходе из скважины и изменение уровня в емкостях при циркуляции. Нужно убедиться, что различные измерительные средства работают нормально и что системы сигнализации хорошо настроены.

Объем (уровень) в приемных емкостях насосов и общий объем бурового раствора в запасных емкостях контролируют показывающим прибором с одновременной регистрацией, а также со звуковой и световой сигнализацией в аварийных ситуациях.

За исходный уровень бурового раствора в приемных емкостях принимают уровень, установившийся после восстановления нормальной круговой циркуляции. При химической обработке, утяжелении и подобных операциях необходимо учитывать введение в буровой раствор объемов материалов и корректировать положение исходного уровня раствора в емкости.

Контроль расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора производят индикатором потока в открытой желобной системе либо магнит-

ными датчиками, устанавливаемыми на выкидном трубопроводе (морское бурение). Обычно показатель, определяющий количество бурового раствора, протекающего за единицу времени на выходе, считают наиболее подходящим параметром для обнаружения аномальных условий в скважине за возможно короткий период. С этим можно согласиться, как это будет показано ниже, если проявление характеризуется большей интенсивностью. Как показали исследования, при бурении на суше наиболее надежно проявление фиксируется при поддержании чувствительности прибора на уровне  $\pm 1,5$  л/с. Аварийные сигналы по ошибке возникали лишь при больших изменениях в объеме течения, например, при наращивании инструмента, включении и отключении насоса. При бурении с плавучих буровых установок чувствительность возрастает до 3,2 л/с из-за вертикальных перемещений судна.

Результаты измерения расхода (скорости) потока на выходе необходимо сопоставить с результатами измерений уровня приемных емкостей. Повышение расхода приводит к увеличению уровня в приемных емкостях.

*Газосодержание в буровом растворе.* Буровой раствор во время промывки и бурения должен контролироваться приборами для определения содержания газа. В разведочных скважинах при бурении в предполагаемых продуктивных зонах контроль количественного и компонентного состава газа осуществляется газокаротажной станцией. Объем газа в буровом растворе должен регистрироваться в функции времени, а при достижении его предельной концентрации необходимо оповещение звуковой и световой сигнализацией.

Выход газированного бурового раствора, не сопровождаемый увеличением уровня в приемных емкостях и скорости выходящего раствора, указывает на:

- бурение проницаемого газоносного пласта буровым раствором заданной плотности — в этом случае газ поступает из выбуренной породы,
- разбуривание ореольной зоны пласта с АВГД либо пласта низкой проницаемости, но с давлением выше забойного.

Газ, поступивший в процессе наращивания инструмента в приборную зону скважины, а затем фиксируемый на устье в виде пиковых увеличений газосодержания относительно фонового уровня, называют «газом наращивания» — он не требует немедленного утяжеления бурового раствора.

Наличие газа только в забойной пачке (аналог «газа наращивания»), наблюдаемое после спуска бурильной колонны и промывки, как правило, не приводит к выбросу.

Поступление пластовых флюидов (чаще всего газа) в скважину, не приводящее к переливу бурового раствора, практически не снижает забойного давления.

Выход из скважины газированного раствора, сопровождающийся повышением уровня в приемных емкостях, требует повышения плотности бурового раствора и принятия мер по ликвидации начавшегося более интенсивного проявления.

### Спускоподъемные операции (СПО)

Уменьшение бурового раствора, доливаемого в скважину при подъеме бурильной колонны, относительно расчетного объема — прямой признак, указывающий на начало поступления пластового флюида в ствол скважины.

Скважина поддерживается заполненной в течение всех СПО. При этом используется доливная емкость.

В случае подъема заполненной колонны труб (с сифоном) важно собрать весь буровой раствор при помощи юбки от разбрызгивания и вернуть этот раствор в доливную емкость, чтобы сравнить объемы.

Контроль объемов должен осуществляться как при спуске, так и при подъеме, вручную, в журнале регистрации объемов, или с помощью графического самописца.

Своевременный долив скважин скорее нужно рассматривать как наиболее информативный индикатор начала проявления, а затем уже как одну из причин возникновения ГНВП. При расследовании осложнений, связанных с выбросами и открытым фонтанированием, очень часто ошибочно считают виновным в случившемся несвоевременный долив скважины при подъеме колонны труб.

По мере понижения уровня бурового раствора в затрубном пространстве при подъеме бурильной колонны понижается гидростатическое давление на забой. Какое количество труб в метрах можно поднять до потери репрессии ( $h_{\text{репр}}$ ) на пласт, можно рассчитать по формуле:

$$h_{\text{репр}} = \frac{p_{\text{репр}} \cdot (V_{\text{пог.об.обс.к.}} - v_{\text{пог.об.тр.}})}{\rho \cdot v_{\text{пог.об.тр.}} \cdot g}, \quad (2.6)$$

где  $p_{\text{репр}}$  — запроектируемая величина репрессии на пласт, Па;  
 $V_{\text{пог.об.обс.к.}}$  — погонный объем обсадной колонны, м<sup>3</sup>/м;  
 $v_{\text{пог.об.тр.}}$  — погонное водоизмещение поднимаемых труб, м<sup>3</sup>/м;  
 $\rho$  — плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>.

**Пример 1.** Необходимо определить количество труб в метрах, которые могут быть подняты для потери репрессии на пласт, используя следующие данные:

- запроектируемая репрессия на пласт  $p_{\text{репр}} = 1,5$  МПа;
- погонный объем обсадной колонны  $V_{\text{пог.об.обс.к.}} = 0,04$  м<sup>3</sup>/м;
- погонное водоизмещение труб  $v_{\text{пог.об.тр.}} = 0,0039$  м<sup>3</sup>/м;
- плотность бурового раствора  $\rho = 1400$  кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.**

$$h_{\text{репр}} = \frac{1,5 \cdot 10^6 \cdot (0,04 - 0,0039)}{1400 \cdot 0,0039 \cdot 9,81} = 1010 \text{ м.}$$

Для сравнения потерю репрессии на пласт при подъеме бурильной колонны с забитыми насадками долота в метрах рассчитаем по формуле:

$$h_{\text{репр}} = \frac{P_{\text{репр}} \cdot (V_{\text{поз. об. обс. к.}} - v_{\text{поз. об. тр.}} - v_{\text{п.о.}})}{\rho \cdot (v_{\text{поз. об. тр.}} + v_{\text{п.о.}})} \cdot g, \quad (2.7)$$

где  $v_{\text{п.о.}}$  — погонная вместимость трубы, м<sup>3</sup>/м.

**Пример 2.** Рассчитаем, сколько метров труб надо поднять, чтобы потерять репессию на пласт для тех же условий при погонной вместимости трубы 0,00927 м<sup>3</sup>/м.

**Решение.**

$$h_{\text{репр}} = \frac{1,5 \cdot 10^6 \cdot (0,04 - 0,0039 - 0,00927)}{1400 \cdot (0,0039 + 0,00927)} \cdot 9,81 = 222,5 \text{ м.}$$

Трудно представить, что будет поднято 10 свечей (260 м) без долива скважины. Снижение гидростатического давления на пласт, связанное с доливом скважины, можно считать не определяющей основной причиной возникновения выброса.

Большое количество проявлений, переходящих в серьезное осложнение, происходит именно при подъеме колонны труб.

Для долива скважины применяется несколько способов, но для каждого из них должна быть возможность точного определения количества раствора. Неприемлемо ни при каких обстоятельствах допускать непрерывный долив бурового раствора в скважину центробежным насосом из приемной емкости, поскольку насос такого рода не позволяет точно измерять объем перекачиваемого раствора.

Остальные способы приемлемы и широко применяются для долива бурового раствора в скважину с использованием специальной емкости и методом замера ходов поршня насоса.

Использование емкости для долива предполагает наличие калибровочного объема поступающего в ствол скважины бурового раствора.

Объем бурового раствора для долива скважины требуется определять из расчета объема поднимаемого металла и налипшего на внутренние стенки труб раствора. Налипший на наружную стенку труб буровой раствор удаляется обтираторами. Оставшаяся пленка бурового раствора на внутренней стенке трубы, поднятой вместе с бурильной свечей, может служить источником существенных ошибок в определении объема раствора, необходимого для долива в скважину. Что, в свою очередь, может привести к неверному заключению об отсутствии проявления, в действительности уже возникшего.

Объем бурового раствора, оставшегося в виде пленки на стенках бурильных труб, зависит от многих факторов, в том числе от его плотности, реологических свойств, скорости движения труб. Исследования, направленные

на определение объемов оставшегося в трубах раствора, проводятся после отворота свечи длиной 37 м, установки ее на подсвечник и сопоставления объемов с расчетными зависимостями, которые приведены в таблице 2.1.

На месторождении Тенгиз при бурении продуктивного горизонта с раствором плотностью 2110–2120 кг/м<sup>3</sup> (градиент пластового давления 0,02 МПа/м) при подъеме бурильной колонны регулярно наблюдались притоки пластового флюида, которые не позволяли выполнить полностью весь подъем.

Таблица 2.1  
**Объем раствора, оставшийся в свече длиной 37 м, л**

Диаметр труб, мм	Плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Скорость движения колонны, м/с						
		0,16	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
127	1180	8,2	9,7	12,7	15,5	17,8	19,9	23
	1600	10,2	12,4	16,1	20,6	23,1	25	27,1
	2250	28,6	30,7	38,3	43,5	47,6	51,1	53,8
114	1180	7,0	7,7	10,7	13	15	16,6	19,5
	1600	8,6	9,6	13,6	17,6	19,6	21,3	22,8
	2250	24,3	26	32,3	36,7	40	43,2	45,8

При проведении работ обратили внимание на то, что после подъема 5 свечей объем с учетом поднятого раствора в виде пленки составил 600 л, а доливали только 500 л (это объем металла труб). Тогда подъем прекращали из-за начавшегося поступления в ствол пластовой нефти. Трубы допускали до первоначальной глубины и приступали к промывке с обработкой бурового раствора, направленной на снижение реологических свойств.

Наиболее приемлемым способом контроля за состоянием скважины является периодический долив после подъема нескольких свечей. При соотношении  $D/d \leq 1,6$  число свечей, поднимаемых из скважины, должно быть не более пяти, а при  $D/d \geq 1,6$  — десяти, если расчетное количество будет большим ( $D$  — диаметр скважины,  $d$  — диаметр бурильной колонны). При подъеме УБТ долив следует производить после подъема каждой свечи.

*Увеличение объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны по сравнению с расчетным.*

При отсутствии притока из пласта объем вытесненной из скважины жидкости при спуске труб соответствует объему спущенного металла и корки бурового раствора на нем. Если он превышает расчетный объем спущенных труб, и из скважины наблюдается непрекращающийся перелив, то это свидетельствует о поступлении пластового флюида в ствол скважины.

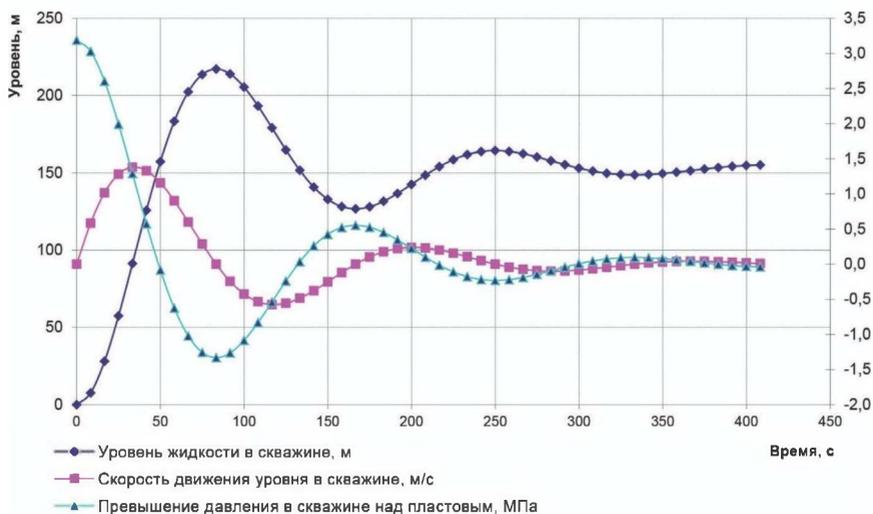
Для обеспечения контроля вытесняемый буровой раствор должен направляться в приемную емкость с уровнем или тарированными рейками. Остальные приемные емкости отключаются.

Поглощение с резким падением уровня бурового раствора в скважине, возникшее сразу после вскрытия пласта с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) — причина поступления пластового флюида в ствол скважины. Ликвидация осложнения с разнонаправленным характером силового действия существенно затрудняется.

Движение бурового раствора в пласте, обусловленное поглощением, можно рассматривать как колебательный процесс в системе «скважина — пласт». В отсутствие сил трения величина снижения уровня ниже равновесного при внезапном поглощении будет равна первоначальному превышению гидростатического давления над пластовым  $\Delta P$ . А при равенстве площадей поперечных сечений скважины и трещины при резком поглощении снижение забойного давления по сравнению с исходным составит  $2 \Delta P$ .

На рис. 2.1 приведены результаты расчетов для следующих условий (условия месторождения Тенгиз):

- глубина скважины  $H = 4000$  м;
- пластовое давление  $P_{пл} = 80$  МПа;
- плотность бурового раствора  $\rho = 2120$  кг/м<sup>3</sup>.



**Рис. 2.1.** Уровень, скорость и репрессия при катастрофическом поглощении на глубине 4000 м при плотности бурового раствора 2120 кг/м<sup>3</sup>

Поскольку при быстром падении уровня (20–30 сек.) гидростатическое давление столба бурового раствора становится ниже пластового, то поступление пластового флюида даже при незначительной депрессии неизбежно. Это явление часто имеет место при вскрытии трещиноватых коллекторов АВПД.

Предлагается следующий порядок работ при возникновении катастрофических поглощений во время вскрытия пластов с АВПД.

1. Сразу же после поглощения долить скважину буровым раствором минимальной плотности. Цель — восстановление превышения забойного давления над пластовым. Необходимо контролировать объем доливаемой жидкости.
2. Долив прекратить по достижению уровня жидкости устья скважины. Расчетным путем следует определить забойное давление и величину репрессии.
3. Поднять долото в башмак обсадной колонны. При подъеме вести долив скважины облегченным буровым раствором. Контролировать объем доливаемой жидкости и положения ее уровня на устье скважины.
4. Приступить к работам, направленным на восстановление циркуляции и ликвидацию поглощения.

#### **Подготовка бригад**

Поддерживание первичного управления скважиной является главной задачей всего персонала на буровой. Каждый член бригады должен знать ожидаемые опасности и получать информацию, соответствующую его обязанностям.

Члены бригады должны убедиться, что оборудование, необходимое для соблюдения мер предосторожности, имеется на буровой, находится в рабочем состоянии и используется в надлежащем режиме. Любые отклонения от нормы должны отмечаться и как можно быстрее исправляться (в некоторых обстоятельствах необходимо прекратить работы до восстановления рабочего состояния оборудования).

Только часть индикаторов контролируется бурильщиком. Если буровая оснащена станцией геолого-технологического контроля, прочие параметры отслеживаются ею. Наличие надежной связи между членами буровой бригады, участковым геологом и инженером по буровым растворам имеет первостепенное значение для удачного завершения буровых работ.

Персонал сервисных компаний не всегда осознает опасности, и обычные методы управления скважиной не всегда могут правильно использоваться (часто скважина оказывается в состоянии недостаточной безопасности).

#### **Специфические проблемы плавучих средств и дополнительные причины потери первичного управления скважиной**

На плавучих средствах следующие два явления могут вызвать потерю первичного управления скважиной:

- сальник, который приведет к дополнительному свабированию в ходе СПО;

- аварийное разъединение или разрыв «райзера» возле блока превенторов скважины с последующим опорожнением райзера. Уменьшение гидростатического давления в скважине будет равно:

$$\Delta p = \frac{(H + h) \cdot \rho_{бр}}{10,2} - \frac{H \cdot \rho_{ме}}{10,2}, \quad (2.8)$$

где  $\Delta p$  — уменьшение давления в скважине, выраженное в барах;  
 $H$  — глубина слоя воды в метрах (расстояние от уровня воды до узла разъединения райзера);  
 $h$  — высота слоя воздуха (расстояние от ротора до уровня воды) в метрах;  
 $\rho_{бр}$  — плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;  
 $\rho_{ме}$  — плотность морской воды, г/см<sup>3</sup>.

Для большей безопасности можно считать, что разъединение произойдет на уровне морского дна.

## 2.5. Взаимосвязь между признаками, по которым обнаруживаются ГНВП

Каждое проявление, как показывает опыт, характеризуется вполне определенным набором признаков, значимость и число которых не является постоянным, а меняется от случая к случаю.

Оценка информативности признаков и их взаимосвязь представляют значительный практический интерес. Для осуществления такой оценки здесь принята модель газонефтеводопроявления, основанная на известном законе фильтрации Дарси. Принято, что пласт, насыщенный газом, только начинают вскрывать, и его вскрываемая мощность возрастает в зависимости от механической скорости проходки и продолжительности углубления. Рассматривая только начальный период поступления флюида (объем притока до 2,5 м<sup>3</sup>), мы не будем учитывать возможность двухфазного течения и связанный с ним эффект скольжения газа в движущейся жидкости. Будем также считать, что повышение скорости потока бурового раствора вследствие внедрения в него потока флюида из пласта передается на устье скважины без задержки, где оно может быть зафиксировано установленным для этого устройством. В рамках принятых условий и допущений определим нестационарные характеристики признаков проявления и их взаимосвязь. К ним относятся:

- объем бурового раствора в приемных емкостях,
- расход бурового раствора на выходе из скважины,
- давление на стояке,
- содержание газа в буровом растворе,
- плотность газа на выходе из скважины.

Скорость поступления информации об изменениях в скважине зависит от разрешающей способности установленных приборов и, кроме того, от проницаемости пласта, механической скорости бурения, дифференциального давления на забое, диаметра долота и типа пластового флюида, поскольку коэффициент пропорциональности в принятой модели проявлений является функцией этих параметров.

Уровнемер, установленный на приемной емкости объемом  $40 \text{ м}^3$ , позволяет определить изменение объема бурового раствора, равное  $0,5 \text{ м}^3$ . Так как в процессе бурения объем может кратковременно меняться на  $0,3\text{--}0,5 \text{ м}^3$  по причинам, не связанным с поступлением пластового флюида, то уверенно обнаружить начало проявления можно при увеличении объема в приемной емкости более чем на  $0,5 \text{ м}^3$ .

В отношении датчика расхода на выходе из скважины следует сказать следующее. В отечественной и зарубежной практике измерение скорости потока на выходе из скважины осуществляется индикаторами потока в условных единицах, в отличие от показаний расходомера, устанавливаемого на нагнетательной линии.

При решении численных задач по предложенной модели газонефтеводопроявлений было принято, что разность между пластовым и забойным давлениями  $\Delta P$  в процессе бурения составляет 1,0; 3,0; 5,0 МПа, уровень механической скорости проходки  $V_{\text{мех}}$  — 0,6; 1,2; 3,0 м/час, а проницаемость коллектора  $K$  может быть равной 1,5; 50; 150 и  $500 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

На рис. 2.2. и 2.3 представлены кривые, построенные по результатам, полученным для условий скважины, бурящийся долотом диаметром 216 мм на глубине 3050 м при предполагаемом пластовом давлении 33,0 МПа, с использованием раствора плотностью  $1180 \text{ кг/м}^3$ . Но в момент, когда вскрывался газоносный пласт, пластовое давление оказалось равным 40,0 МПа (эквивалентная плотность бурового раствора —  $1310 \text{ кг/м}^3$ ). Приведенные условия иллюстрируют поведение признаков проявления, характерное и для других рассмотренных случаев.

Некоторые результаты выполненных расчетов приведены в таблице 2.2. Время обнаружения проявления определяется из условия, что разрешающая способность уровнемера, установленного в емкости циркуляционной системы объемом  $40 \text{ м}^3$ , —  $\Delta V = 1 \text{ м}^3$ , а разрешающая способность расходомера, установленного на выходе из скважины, —  $\Delta q = 2 \text{ л/с}$ .

Из таблицы 2.2 видно, что обнаружение притока в скважину газа из пласта по увеличению признака изменения объема в приемной емкости наиболее информативно, и только проявление большой интенсивности ( $K > 5 \times 10^{-3}$ ,  $\Delta P > 3,0 \text{ МПа}$ ,  $V_M > 1,2 \text{ м/час}$ , и  $K > 1,5 \times 10^{-3}$ ,  $\Delta P > 3,0 \text{ МПа}$ ,  $V_M > 3,0 \text{ м/час}$ ) может быть обнаружено раньше по изменению скорости потока на выходе, чем по увеличению объема в приемной емкости.

Таблица 2.2

Время обнаружения проявления по изменению объема и расхода

Механическая скорость проходки, м/час	Проницаемость, $10^{-15} \text{ м}^2$	Параметр $a \times 10^9, \text{ м}^3/\text{с}^2$ при $\Delta P, \text{ МПа}$			Время обнаружения проявления, мин. при $\Delta P, \text{ МПа}$					
					По изменению объема			по изменению расхода		
		1,0	3,0	5,0	1,0	3,0	5,0	1,0	3,0	5,0
1,2	15	41,4	124,2	207	116	67,2	51,6	800	268	161
	50	138	414	690	63,6	36,6	28,2	241	80	41
	150	414	1232	2070	36,6	12	16,2	80	27	16
	500	1380	4140	6900	20	11,7	9,0	24	8	4,8
3,0	15	104	312	520	73	42	32	320	106	64
	50	348	1032	1720	39	23	17,9	95,5	32,2	19,3
	150	1040	3120	5200	23	13	10,3	32,0	10,6	6,4
	500	3480	10440	17400	7,5	7,2	5,6	9,5	3,2	2,0

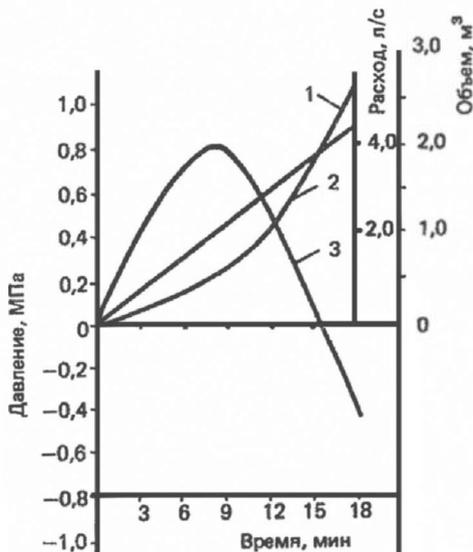
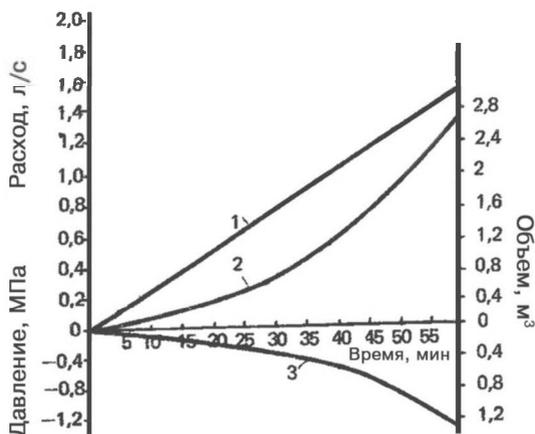


Рис. 2.2. Изменение расхода, объема и давления при поступлении пластового флюида ( $K = 500 \text{ мд}$ ,  $\Delta P = 3,0 \text{ МПа}$ ):  
1 — расход; 2 — объем; 3 — давление на стояке



**Рис. 2.3. Изменение расхода, объема и давления при поступлении пластового флюида ( $K = 50$  мд,  $\Delta P = 3,0$  МПа):**  
 1 — расход; 2 — объем; 3 — давление на стояке

Показания по манометру, как следует из графиков на рис. 2.2 и 2.3, значительно запаздывают по сравнению с обоими рассмотренными признаками — увеличением объема раствора в емкости и его расхода на выходе. Необходимо помнить, что изменение давления на стояке может свидетельствовать помимо газонефтеводопроявлений и о других осложнениях и авариях. Таким образом, если проявление замечено по давлению, то это означает, что оно зафиксировано не на ранней стадии, а на более позднем этапе развития, что недопустимо.

Если в затрубном пространстве имеются значительные потери на трение, давление на стояке в начальный момент проявления может даже повыситься. На рис. 2.2 показана такая ситуация. Увеличение давления на стояке до 0,8 МПа связано с повышением скорости циркуляции на 2 л/с. Такое проявление может быть классифицировано как проявление очень большой интенсивности. К моменту обнаружения объем бурового раствора в приемной емкости увеличится лишь на  $0,5 \text{ м}^3$ .

Проявление небольшой интенсивности (например, при  $K = 15$  мд и  $\Delta P = 1,0$  МПа), как видно из таблицы 2.2, ни одним из указанных приборов во время подъема забойной пачки до устья выявлено не будет. Флюид в этом случае может быть обнаружен только на выходе из скважины.

Равномерное поступление  $1 \text{ м}^3$  нефти или воды в  $70\text{--}100 \text{ м}^3$  (объем затрубного пространства) бурового раствора практически не влияет на изменение его плотности, но может быть уверенно зафиксировано по увеличению в буровом растворе газа, который почти всегда растворен в пластовой жидкости. Поэтому для измерения содержания газа в буровом растворе необходим прибор для обнаружения поступления флюида из пластов с низкой интенсивностью.

Разность расходов на входе и на выходе целесообразно измерять на разведочных скважинах, бурящихся на суше, когда пластовое давление оценено только сейсмическими методами. Измерение разности расходов особенно эффективно на скважинах, бурящихся в море, когда геологический разрез слабо изучен и могут быть встречены газоносные пласты.

Давление на стояке, как косвенный признак, указывающий на начало проявления, может быть также использовано на разведочных скважинах. Повышение давления на стояке на 0,5–1,0 МПа на 2–3 минуты при одновременном повышении разности расхода на входе и выходе будет однозначно указывать на начало проявления большой интенсивности.

По плотномеру суждение о начале проявления запаздывает по сравнению с уровнемером или газометром. Однако данные о плотности бурового раствора позволяют более уверенно анализировать создавшуюся ситуацию и способствовать принятию правильного решения в выборе метода ликвидации газонефтеводопроявления.

## 2.6. Тип поступившего флюида

Тип поступившего в ствол скважины пластового флюида играет ключевую роль в характере изменения давления в затрубном пространстве. Приток может быть представлен флюидами от тяжелой нефти до пресной воды. Чаще всего это газ или минерализованная вода. Но также нередки случаи поступления нефти с высоким газовым фактором (более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), ликвидация которых проходит как ликвидация газового проявления.

Проявление минерализованной воды отличается от притока газа. Поскольку минерализованная вода плотнее газа, давление в затрубном пространстве ниже, чем при сравнительном объеме поступления газа.

Но здесь возникают проблемы устойчивости ствола скважины и прихвата труб. Минерализованная вода приводит к коагуляции глинистой корки, образованной при фильтрации пресноводного бурового раствора, из-за чего возрастает вероятность прихвата колонны труб, а стенки скважины становятся неустойчивыми.

На скважине А (Узбекистан) при углублении в интервале 4494–4523 м возникли затруднения в обработке бурового раствора, плотность которого была 1920 кг/м<sup>3</sup>. Увеличивалась его водоотдача — с 4–5 см<sup>3</sup> до 8–9 см<sup>3</sup> за 30 минут, повышалось статистическое напряжение сдвига — до 10,0–12,0 Па за минуту, в то время как за 10 минут оно не превышало 11–13 Па. Изменение параметров бурового раствора обосновывалось высокой забойной температурой. На обработку бурового раствора затрачивалось большое количество дорогостоящих высокотемпературных реагентов-стабилизаторов.

Тщательный анализ создавшейся ситуации потребовал дополнительных измерений, в частности измерения объема бурового раствора. Только с помощью записи объема в предварительно перегородженной приемной емкости было

установлено, что объем бурового раствора увеличивался на 100 л за 30 минут (из расчета за сутки — 4,8 м<sup>3</sup>). Таким образом, было доказано, что поступающая в скважину сильно минерализованная вода существенно влияла на качество бурового раствора. Поэтому решили поднять плотность бурового раствора на 0,06 г/см<sup>3</sup>. После утяжеления его до 1980 кг/м<sup>3</sup> прекратились изменения параметров бурового раствора и соответственно сократились расходы химреагентов на его обработку. В то же время было замечено снижение в два раза механической скорости бурения. Констатировали, что бурение с депрессионного режима перешло на репресссионный.

### **2.6.1. Поведение газа в бурящейся скважине**

#### *2.6.1.1. Скорость всплывания газа в буровом растворе*

Буровые растворы, как правило, представляют собой тиксотропные системы, обладающие пластическими свойствами. Известно, что течение таких систем начинается после того, как приложенная сила преодолет сопротивление сдвигу жидкости. В связи с этим в буровых растворах всплывают только пузырьки, имеющие достаточную подъемную силу для разрушения тиксотропной структуры на пути своего движения.

Пузырек газа не всплывает в вязкопластичной жидкости, если его размер (в метрах) менее величины, определяемой зависимостью:

$$d_0 = \frac{6 \cdot \Theta}{k \cdot g \cdot (\rho_1 - \rho_2)}, \quad (2.9)$$

где  $\Theta$  — статическое напряжение сдвига раствора, Па;  
 $k$  — опытный коэффициент;  $k = 0,3 \div 0,6$ ;  
 $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $\rho_1, \rho_2$  — плотности бурового раствора и газа, кг/м<sup>3</sup>.

Скорость движения (м/с) пузырька газа, всплывающего в буровом растворе, зависит от сложного взаимодействия многих факторов. В диапазоне условий, когда пузырь сохраняет сферическую форму, при структурном режиме обтекания установлена возможность применения зависимости Шипценко:

$$u = \frac{d\tau_0}{2\eta} \cdot \left[ \sqrt{\frac{g \cdot d(\rho_1 - \rho_2)}{6\lambda\tau_0}} - 1 \right]^2, \quad (2.10)$$

где  $d$  — диаметр пузырька, м;  
 $\tau_0$  — динамическое напряжение сдвига, Па;  
 $\eta$  — структурная вязкость, Па·с;  
 $\lambda$  — опытный коэффициент,  $\lambda = 1 \div 1,25$ .

Если под корнем при заданных входящих туда величинах значение равно или меньше единицы, то это означает, что газ не будет всплывать.

Частица газа размером в  $1 \text{ мм} = 0,001 \text{ м}$  будет всплывать при разности плотностей бурового раствора в  $1500 \text{ кг/м}^3$  и  $\tau_0 = 1,0 \text{ Па}$  со скоростью  $100 \text{ м/час}$ . Но уже в растворе с  $\tau_0 = 2,5 \text{ Па}$  эта частица газа размером в  $1 \text{ мм}$  всплывать не будет.

В случае газопроявления (его возникновения, развития, ликвидации) наблюдается движение не одиночного пузырька, а некоторой массы газа, распределенной тем или иным образом в жидкости. Движение газа в газожидкостной смеси имеет свои особенности, хотя общие закономерности процесса всплывания, характеризуемые зависимостями (2.9) и (2.10), остаются справедливыми и в этом случае.

Большое влияние на характер всплывания газа в жидкости оказывает структура образующейся смеси. Различают четыре типа структур при движении смеси газа и жидкости в скважине.

Если газ движется в жидкости (находящейся в покое или текущей) в виде отдельных пузырьков различного размера, относительно равномерно распределенных в жидкости, то такая структура называется эмульсионной или пузырьковой. Примером могут служить пачки газированного раствора.

С повышением объемного содержания газа отдельные пузырьки начинают сливаться, образуя «снаряды» или пробки в скважине. Такая структура смеси получила название пробковой или снарядной. Образование газовых пачек в скважине является примером подобной структуры.

При дальнейшем увеличении содержания газа в потоке смеси появляется сплошной столб газа, окруженный жидким кольцом. Этот тип структуры называется стержневым. Когда содержание газа смеси становится настолько высоким, что жидкая фаза распыляется потоком газа и движется вместе с ним во взвешенном состоянии, образуется дисперсная структура.

При подъеме смеси бурового раствора и газа в скважине по мере снижения давления в разных интервалах глубин могут существовать различные структуры потока.

С точки зрения выбросов наибольшая опасность возникает при снарядном режиме движения смеси. Причем «снаряды», то есть пробки газа, могут образовываться как в движущейся, так и в покоящейся жидкости.

Для определения скорости подъема пузыря  $v$  в трубе  $d_t$  в снарядном режиме течения Т. Уоллис приводит формулу:

$$v = k \cdot \rho_{б.р}^{-0,5} \cdot \sqrt{g \cdot d_t \cdot (\rho_{б.р} - \rho_{газ})}, \quad (2.11)$$

где  $k$  — коэффициент пропорциональности,  $k = 0,345$ .

Принято диагностировать наличие снарядного режима в случаях, когда  $h_{газ. снар.} > 5d_t$  (длина снаряда превышает пять диаметров трубы (скважины)).

Для определения скорости всплытия газового пузыря в снарядном режиме в кольцевом пространстве П. Гриффитс в предыдущей формуле уточняет величину коэффициента пропорциональности:

$$v = k \cdot \rho_{б.р}^{-0,5} \cdot \sqrt{g \cdot D_{вн} \cdot (\rho_{б.р} - \rho_{газ})}, \quad (2.12)$$

где  $k = f(D_{вн} / D_n)$ ;

$D_{вн}$  — внутренний диаметр наружной трубы (скважины), м;

$D_n$  — наружный диаметр наружной трубы, м.

Соответственно,  $k = 0,37$  при  $D_n / D_{вн} = 0,37$ ;

$k = 0,4$  при  $D_n / D_{вн} = 0,6$ ;

$k = 0,49$  при  $D_n / D_{вн} = 0,8$ .

**Пример.** Рассчитайте скорость всплытия газового пузыря в кольцевом пространстве при  $D_n / D_{вн} = 0,127 / 0,22$ ;  $\rho_{б.р} = 1680 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{газ} = 40 \text{ кг/м}^3$ .

**Решение.**

$$v = 0,4 \cdot 1680^{-0,5} \cdot \sqrt{9,81 \cdot 0,22 \cdot (1680 - 40)} = 0,58 \text{ м/с} = 2088 \text{ м/час.}$$

Исследования на стендовой установке показали, что в трубе газовый пузырь поднимается по центру вдоль ее оси, а переток жидкости происходит вдоль стенок. В вертикально расположенном кольцевом пространстве пузырь поднимается вдоль одной стороны пространства, а на противоположной стороне наблюдается вытесняемая жидкость. Эксцентричность кольцевого пространства способствует изменению формы пузыря, но скорость его подъема при этом меняется незначительно.

Исследования на вязких жидкостях (от 0,001 до 0,120 Па·с) не выявили существенного влияния самой вязкости на скорость всплытия газового пузыря.

Эксперименты на буровых растворах показали неоднозначное влияние структурных и реологических свойств жидкости на поведение газового пузыря в кольцевом пространстве. В одних случаях всплывающий пузырь вдруг останавливался и не двигался до тех пор, пока не получал дополнительный импульс. В других случаях скорость всплывания оказывалась в 1,5 раза выше статистической в сравнении со скоростью в вязкой жидкости.

Подобные явления наблюдаются и в промышленной практике, когда газ, накопившейся на забое в объеме 0,5 м<sup>3</sup> и более, при отсутствии циркуляции не всплывал.

### 2.6.1.2. Инверсия давления при газопроявлении

При газопроявлении часто на устье герметизированной скважины при отсутствии циркуляции с течением времени наблюдается нарастание давления. Увеличение давления в этих случаях обусловлено эффектом, называемым инверсией давления. Механизм инверсии давления заключается в следующем. Если в момент закрытия скважина частично или полностью заполнена жидкостью и в ней присутствует газ, то газовые включения под влиянием архимедовой силы продолжают всплывать к устью. Но, не имея возможности расширяться

по мере подъема, в жестко фиксированном объеме (в американской традиции это явление называют «защемленный газ»), каждый пузырек или газовая пробка в соответствии с законом Бойля — Мариотта будут сохранять объем и давление, существовавшие в момент герметизации. При этом давление определяется высотой расположенного выше столба бурового раствора.

Схема инверсии давления в скважине приведена на рис. 2.4, а и б, на котором показано распределение давлений соответственно в момент нахождения газовой пробки на забое и после ее всплытия. Газ, находящийся вначале под действием избыточного гидростатического давления столба жидкости, сохраняет его и в процессе всплытия до устья скважины.

В соответствии с рассмотренным механизмом в общем случае теоретически максимально возможное давление на устье скважины при всплытии газа:

$$P_{\max} = p + \rho \cdot g \cdot H, \quad (2.13)$$

где  $p$  — давление на устье скважины в момент герметизации.

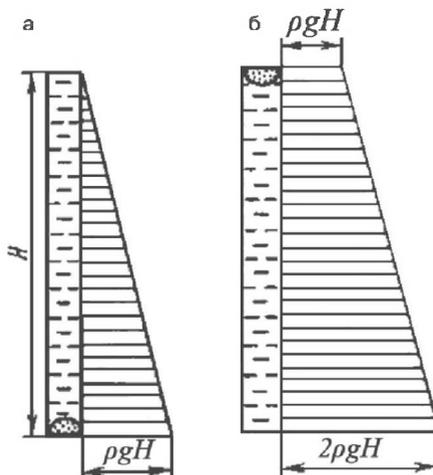


Рис. 2.4. Схема инверсии давления в скважине

Если скважина закрыта в начале проявления, когда газовая пачка еще находится на забое, то после ее окончательного всплытия устьевое давление станет равным пластовому:

$$P_{\max} = p_{\text{пл}}.$$

Давление на забое скважины при этом удвоится.

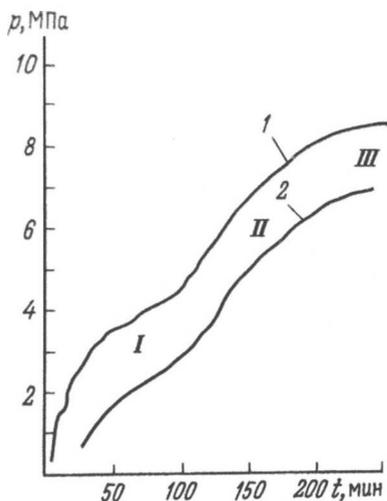
$$P_{\text{заб}} = 2 p_{\text{пл}}. \quad (2.14)$$

В любой точке ствола скважины давление в это же время будет равно сумме устьевого и гидростатического на этой глубине.

В реальных условиях изменение давления на устье скважины протекает значительно сложнее. При этом на давление оказывает свое влияние негерметичность ствола скважины в ее открытой части, всплытие газа не в виде одной порции, а распределение его на значительном интервале и др.

Эффект инверсии давления при всплытии газа в герметичной скважине проверялся экспериментально на учебной скважине № 230 Левкинская. Измеряли давление в бурильных трубах и кольцевом пространстве в процессе движения газовой пачки от забоя к устью без циркуляции бурового раствора.

Результаты измерений представлены на рис. 2.5. Начальный участок *I* соответствует дроблению всплывающего газа в хвостовой части снаряда, сравнительно прямой участок *II* — периоду стабилизации процесса всплытия, и конечный участок кривых *III* — подходу к устью скважины шлейфа из мелких пузырьков, следующих за компактной массой газа.



**Рис. 2.5. Изменение давления на устье закрытой скважины при всплытии газового пузыря:**

- 1 — в кольцевом пространстве; 2 — в бурильных трубах;
- I, III* — начальный и конечный участки,
- II* — участок стабилизации процесса всплытия

Данные экспериментальных исследований приведены также в таблице 2.3. Они показывают, что давление на устье скважины после всплытия пачки газа составляет примерно 70 % забойного давления, наблюдавшегося в момент начала всплытия газа.

Таблица 2.3

**Всплытие газовой пачки в герметизированной скважине**

Объем пачки, м <sup>3</sup>	Давление на устье, МПа				Конечное давление на устье в кольцевом пространстве, % (от начального забойного)
	начальное		конечное		
	в бурильных трубах	в кольцевом пространстве	в бурильных трубах	в кольцевом пространстве	
1,5	0,8	1,7	6,4	7,8	63
2,8	0,4	2,3	7,0	9,0	73
3,0	1,0	2,2	6,8	8,9	74
3,0	1,0	3,0	7,3	9,3	71
3,1	1,0	2,6	7,0	8,9	72

Меньшие значения давления на устье после всплытия газа по сравнению с теоретическими можно объяснить тем, что часть газа растворяется в процессе движения. Кроме того, возможно явление деформации обсадной колонны и связанное с этим некоторое увеличение затрубного пространства.

Инверсия давления создает в скважине опасность возникновения затрубных проявлений, межпластовых перетоков, нарушения прочности обсадных колонн. В литературе описаны случаи грифонообразований в результате чрезмерного повышения давления в скважине при небольшой длине обсадных колонн или кондукторов. Высокое давление в скважине является причиной нарушения герметичности обсадных колонн и гидравлического разрыва пластов.

Если в скважине произойдет гидравлический разрыв пласта, то давление будет увеличиваться до образования трещины. В результате произойдет поглощение раствора, и давление на устье не поднимется до максимальной возможной величины.

Наряду с отрицательными последствиями инверсия давления может быть использована при борьбе с газопроявлениями для ограничения притока газа в скважину. В некоторый момент в результате всплытия газа наступает равновесие пластового и забойного давления. С этого момента поступление газа из пласта прекращается. Дальнейшая задача, следовательно, определяется условиями рационального способа удаления газа из скважины.

Однако во всех случаях ясно, что допускать скопление газа на устье скважины даже при наличии превенторов высокого давления не следует. Для предотвращения отрицательных последствий инверсии давления при газопроявлениях принимаются специальные меры.

*2.6.1.3. Давление смеси бурового раствора и газа в скважине*

С газопроявлениями связано образование в скважине смеси бурового раствора и газа. В зависимости от обстоятельств, смесь может заполнять проявляющую скважину целиком или располагаться в отдельных ее интервалах, образуя так называемые пачки газированного раствора.

Поступление газа в скважину и образование в ней газожидкостной смеси влияет, прежде всего, на величину гидростатического давления. Несомненно, что уменьшение плотности раствора в этом случае приводит и к снижению забойного давления, в связи с чем появляется опасность увеличения депрессии на пласт и, следовательно, выброса. Поэтому определение давления, создаваемого столбом смеси раствора газа в скважине, представляет непосредственный практический интерес для оценки опасности и возможности дальнейшего развития проявлений, а также для выбора способа предупреждения и ликвидации выбросов.

На практике часто используют упрощенные расчеты, полагая, что столб газожидкостной смеси находится в статических условиях, то есть в покое, и всплывание газа в нем отсутствует. Отсутствие относительного движения газовых пузырьков в буровом растворе будет, очевидно, характерным для эмульсионной (пузырьковой) структуры смеси. В этом случае можно пользоваться формулой:

$$P_H - P_B + z \cdot a_0 \cdot P_0 \cdot \ln(P_H / P_B) = p \cdot g \cdot L_{CM}, \quad (2.15)$$

где  $P_H, P_B$  — давление у нижней и верхней границы столба смеси, Па;  
 $a_0$  — газожидкостное отношение, приведенное к нестандартным условиям;  
 $P_0$  — атмосферное давление, Па;  
 $p$  — плотность негазированного бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $L_{CM}$  — высота столба смеси, м.

Уравнение (2.15) решается методом последовательного приближения, причем результаты расчетов весьма быстро сходятся.

Газожидкостное отношение представляет собой отношение объема газа к объему жидкости в единице объема смеси, то есть

$$a_0 = V_0 / V_{Ж}. \quad (2.16)$$

Газожидкостное отношение может быть определено также по плотности исходного и газированного бурового растворов следующим образом:

$$a_0 = \frac{\rho}{\rho_{z.p}} - 1, \quad (2.17)$$

где  $\rho_{z.p}$  — плотность газированного раствора на поверхности.

Расчеты еще более упрощаются, если определять не давление столба смеси, а снижение забойного давления в результате смешения раствора с газом.

Снижение давления может быть определено по эмпирической формуле Стронга — Уайта:

$$\Delta P = 2,3 \cdot \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2} \cdot \lg P_1, \quad (2.18)$$

где  $\rho_1$  — начальная плотность бурового раствора;

$\rho_2$  — плотность газированного бурового раствора на поверхности;  
 $P_1$  — гидростатическое давление бурового раствора начальной плотности.

Расчеты показывают, что вследствие сжимаемости газа уменьшение давления с глубиной даже при значительном содержании газа в растворе сравнительно невелико. Например, если плотность раствора на выходе из скважины снизится с 1200 кг/м<sup>3</sup> до 600 кг/м<sup>3</sup>, то при равномерном газосодержании (по массовой доле) по всему стволу скважины давление на глубине 2000 м снизится на 0,45 МПа, или на 1,87 %, а на глубине 1000 м — на 0,375 МПа, или на 3,12 %.

Таким образом, влияние газирования раствора на гидростатическое давление с глубиной уменьшается. Падение давления может стать заметным при значительном содержании газа в буровом растворе на небольших глубинах. При газосодержании  $a_0 = 3$  и прежней плотности раствора на глубине 1000 м давление упадет уже на 1,5 МПа, или на 12,5 %.

С увеличением противодавления на устье скважины эффект снижения давления резко падает. В таблице 2.3 приведены данные об изменении давления газированного раствора в скважине при газосодержании  $a_0 = 2$  (66 % газа) и плотности раствора 1200 кг/м<sup>3</sup>. Плотность газированного раствора на устье в этом случае падает до 400 кг/м<sup>3</sup>. Здесь же указана величина снижения давления (в МПа и %) по сравнению с давлением негазированного раствора начальной плотности (1200 кг/м<sup>3</sup>).

Таблица 2.3

Изменение давления столба газированного бурового раствора с глубиной

Глубина, м	Величина противодавления на устье скважины $P_y$ , МПа					
	0,1			1,0		
	Давление, МПа	Снижение давления		Давление, МПа	Снижение давления	
		МПа	%		МПа	%
500	5,3	0,7	13,2	5,75	0,25	4,16
1000	11,16	0,84	7,52	11,61	0,39	3,25
1500	17,08	0,92	5,1	17,53	0,47	2,61
2000	23,02	0,98	4,08	23,47	0,53	2,2
2500	28,97	1,03	3,43	29,43	0,57	1,9
3000	34,93	1,07	2,97	35,39	0,61	1,69

При составлении таблицы было принято, что газ находится в виде свободной фазы, с равномерным распределением (по массовой доле) по глубине скважины. Изменение растворимости под влиянием давления для простоты не учитывалось.

## 2.7. Определение предельного объема поступления флюида в скважину, допустимого внутреннего давления и максимального давления на устье скважины

Каждая скважина способна выдержать выброс вполне определенного поступления объема пластового флюида без гидравлического разрыва какого-либо пласта в открытой части разреза или нарушения целостности последней обсадной колонны.

Технологии ликвидации проявления предусматривает поддержание забойного давления, которое бы превышало пластовое давление проявившего горизонт, но при этом обеспечивало бы безопасное ведение работ — а именно недопущение разрушения устьевого оборудования, порыва обсадных колонн, гидроразрыва пород в необсаженной части ствола скважины. Все условия будут соблюдены, если объем притока пластового флюида в скважину не превысит предельную величину, которую можно определить по формулам на уровне создания проекта на строительство скважины или затем пересчитать по фактическим данным:

- газообразный флюид:

$$V_{\text{ПР}} = \frac{[P] \cdot S \cdot K}{10^{-6}(\rho - \rho_{\text{ГАЗ}})gP_{\text{ПЛ}}} [10^{-6} \rho g(H - h) + [P] - P_{\text{ПЛ}} - \Delta P]; \quad (2.19)$$

- жидкий флюид:

$$V_{\text{ПР}} = \frac{S_{\text{min}}}{10^{-6}(\rho - \rho_{\text{Ф}})g} [10^{-6} \rho gH + [P_y]_{\text{min}} - P_{\text{ПЛ}} - \Delta P], \quad (2.20)$$

где:  $[P]$  — допустимое внутреннее давление в рассматриваемом сечении, МПа;  
 $[P_y]_{\text{min}}$  — наименьшее из допустимых давлений на устье, МПа;  
 $S$  — площадь поперечного сечения газовой пачки, м<sup>2</sup>;  
 $S_{\text{min}}$  — наименьшая площадь поперечного сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>;  
 $K$  — коэффициент, учитывающий изменение температуры и сжимаемости газа с глубиной;  
 $\rho$  — плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\text{Г}}$  — плотность газа в рассматриваемом сечении, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\text{Ф}}$  — плотность флюида, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  — ускорение свободного падения, м/сек<sup>2</sup>;  
 $P_{\text{ПЛ}}$  — пластовое давление, МПа;  
 $H$  — глубина залегания проявляющего пласта, м;  
 $h$  — глубина нахождения рассматриваемого сечения, м;  
 $\Delta P$  — необходимое превышение забойного давления над пластовым, МПа.

Для определения коэффициента  $K$  для условий скважины разработана номограмма (рис. 2.6). Номограмма построена для следующих исходных данных: температура газа у устья —  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , геотермический градиент —  $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ , коэффициент сжимаемости на устье —  $0,9$ , температура дневной поверхности —  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Параметры  $z_1$  и  $T_1$  соответствуют более нижним, чем  $z_2$  и  $T_2$ , сечениям скважины. С помощью номограммы можно весьма просто определить величину  $K$  по заданным значениям глубины скважины и градиента давления.

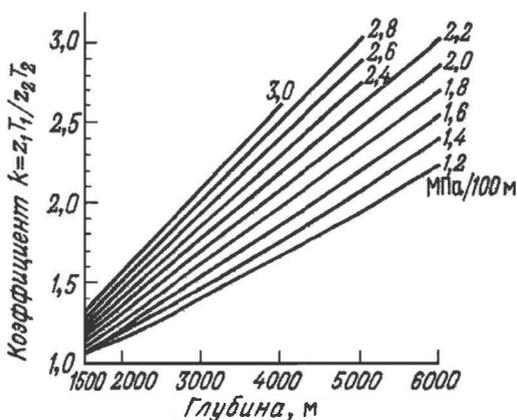


Рис. 2.6. Номограмма для определения сжимаемости и температуры газа по глубине скважины

Наиболее разрушительным и скоротечным является газопроявление, поэтому при незнании вида поступившего в скважину флюида предварительные расчеты (то есть до вскрытия отложений, из которых возможно проявление), ведут с предположением, что поступит газ.

Расчеты должны выполняться для наиболее опасных сечений в скважине (устье, стык колонны, башмак обсадной колонны, пласт, склонный к гидроразрыву) до начала бурения.

В процессе бурения при изменении геологических условий уточняют расчеты предельных объемов поступления газа в скважину. Меньший предельный объем указывает на самое опасное сечение в скважине и является предельным для всей скважины.

Допустимое внутреннее давление в любом сечении обсаженной части ствола скважины находят из выражения:

$$P_{дон} = k \cdot P_{опр} + 10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot h, \quad (2.21)$$

где  $P_{опр}$  — устьевое давление опрессовки рассматриваемой части обсадной колонны, МПа;

$\rho$  — плотность жидкости, на которой проводилась опрессовка рассматриваемой части обсадной колонны, кг/м<sup>3</sup>;

$k$  — коэффициент запаса, который принимают равным 0,8–1,0;  $k = 0,8$  для изношенной обсадной колонны.

Величину  $V_{пр}$  следует определить на уровне проектирования, чтобы установить:

- допустимый объем притока с целью своевременной герметизации скважины;
- прибор (уровнемер), чувствительность которого позволит однозначно зафиксировать увеличение объема в приемной емкости;
- ряд мероприятий для своевременной регистрации начавшегося проявления (сигнализация, использование одной приемной емкости или ее деление на части).

Отрицательный предельный объем означает, что на данной скважине в случае возникновения газопроявления после герметизации устья в слабом месте сразу же произойдет гидроразрыв, независимо от объема поступившего в скважину газа.

Современная технология бурения предусматривает проводку скважины при забойном давлении, превышающем пластовое. И если в процессе механического бурения пластовый флюид начинает поступать в скважину, что обнаруживается по увеличению объема бурового раствора в приемной емкости или по выходу на устье разгазированного бурового раствора, то это означает, что вскрывается пласт с более высоким пластовым давлением, чем предполагалось.

На серьезность ГНВП оказывает влияние проницаемость горной породы, то есть способность пропускать через себя флюид, и перепад давления — это разность между пластовым давлением (давлением флюида) и забойным давлением, которое в процессе бурения складывается из гидростатического давления столба бурового раствора и гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины:

$$P_{pn} > P_g + P_{г.с.к.}$$

Проявление может начаться незамедлительно после прекращения промывки во время бурения, например, при наращивании бурильной колонны, ремонте насоса, в связи с окончанием бурения и т. д. Это значит, что пластовое давление во вновь вскрытом пласте уравновешивалось при бурении. Однако с прекращением циркуляции противодавление оказалось недостаточным. Условие возникновения проявления в данном случае имеет вид:  $p_{pn} > p_g$ .

В случае, когда проявление обнаруживается по увеличению объема в приемной емкости, это означает, что вскрыт пласт, имеющей высокую проницаемость. Но когда проявление обнаруживается на выходе из скважины в виде разгазированного раствора, то очевидно, что вскрывается пласт с очень низкой проницаемостью.

Показания уровнемера являются самым информативным признаком, указывающим на начало поступления пластового флюида в ствол скважины (и начало поглощения). Чуть ранее или одновременно с изменением уровня в приемной емкости может произойти увеличение механической скорости бурения (более чем в два раза) и уменьшение давления на насосе. Но это косвенные признаки, они лишь должны привлечь внимание бурового персонала к возможному изменению в работе оборудования и поведении скважины.

В литературе приводят еще несколько признаков, указывающих на начало проявления во время механического углубления скважины. Но все они не столь информативны, и более того, некоторые из них спорны.

Перелив раствора при выключенных насосах — это явный показатель, указывающий на уже давно начавшееся поступление пластового флюида, когда необходимо принять срочные меры по герметизации скважины.

Желательно обнаружить проявление на ранней стадии. Суть понятия раннего обнаружения проявления заключается в оценке состояния скважины выдержать выброс вполне определенной силы без гидравлического разрыва какого-либо пласта в открытой части разреза или нарушения целостности последней обсадной колонны.

Многочисленные ГНВП в прошлом, приводящие к открытому фонтанированию, разрушению устья скважины, грифонам, и, как следствие, потере оборудования и скважин, несчастным случаям в буровых бригадах, предопределили проведение проверки на прочность кондукторов и технических колонн при замещении всего объема скважины на пластовый флюид.

Но если имеется открытый ствол, и есть вероятность гидравлического разрыва ствола, это значительно затрудняет работы по ликвидации осложнения, теряется связь между давлением в бурильных трубах и кольцевым пространством, приводящим к подземному выбросу.

Именно поэтому надо определять предельный объем притока пластового флюида, чтобы вовремя успеть принять меры по герметизации скважины и выполнить действия по вымыву пластового флюида. Не надо забывать, что в конструкции скважины имеются и другие слабые места: стык секций колонн, муфта ступенчатого цементирования. Кроме того, в случае большой неточности в оценке пластового давления возможно превышение допустимого давления в разных сечениях скважины.

Поскольку между пластовым давлением проявившего пласта и давлением гидро разрыва пласта в открытой части разреза разница небольшая, то и объем притока, который можно допустить, будет небольшим. На стадии проектирования величина предельного притока должна быть определена.

Буровой бригаде должен быть известен допустимый объем притока, а прибор, измеряющий объем, должен быть настроен на подачу сигнала при изменении объема.

Допустимый объем притока предполагает возможность обеспечить резерв времени на герметизацию скважины, а учитывает запас прочности рассматриваемого сечения.

В тех случаях, когда проявление возникло в процессе бурения,  $V_{\text{допуст.}} = 0,5 V_{\text{предел.}}$ , но не более  $1,5 \text{ м}^3$ . Если проявление возникло во время подъема или спуска буровой колонны, а также при отсутствии циркуляции бурового раствора, в том числе и при извлеченном из скважины инструменте, то  $V_{\text{допуст.}} = 0,25 V_{\text{предел.}}$ , но не более  $1,0 \text{ м}^3$ .

При расчетах допустимый объем притока пластового флюида в скважину определяется из условий предотвращения гидроразрыва некоторого пласта и для условий прочности наиболее чувствительных сечений конструкции скважины. Затем из вычисленных значений берется меньшее.

На скважине № 7 Перевозная не предусмотренное технологией поступление пластового флюида началось во время бурения на глубине 3867 м в отложениях девона, представленного микротрещиноватыми и микрокавернозными известняками. Углубление с отбором керна осуществлялось на буровом растворе плотностью  $1730 \text{ кг/м}^3$ . Геологическая исследовательская станция (ГИС) зафиксировала начало поступления пластового флюида по увеличению объема в приемной емкости. Бурение продолжалось еще в течение 1 часа 45 мин, и объем в приемной емкости увеличился на  $3 \text{ м}^3$ . Никто не обратил на это внимания, наверное, в силу неосведомленности на этот счет. Следующее нарушение — сразу же начали подъем буровой колонны, пренебрегая обязательным технологическим мероприятием — промывкой в течение полуцикла циркуляции, для того чтобы убедиться в отсутствии притока. Проявление было замечено по движению бурового раствора по желобной системе. К этому моменту приток пластового флюида существенно увеличился, поскольку к той депрессии, которая возникла в результате вскрытия трещиноватой части пласта с более высоким пластовым давлением, добавились еще гидравлические потери в кольцевом пространстве и отрицательные гидродинамические давления (свабирования) обусловленные подъемом буровой колонны с колонковым долотом.

После изменения потока бурового раствора начали герметизацию скважины, а затем приступили к промывке, режим которой не предусматривал поддержания забойного давления выше пластового. Поэтому пластовый флюид продолжал поступать в ствол скважины, а за счет промывки тяжелый раствор ускоренным темпом продолжал вымываться из скважины. И как итог — давление на устье после закрытия скважины поднялось до 45 МПа, а затрубное пространство заполнилось пластовой нефтью.

## **2.8. Закрытие скважины при обнаружении ГНВП**

При наблюдении прямого признака ГНВП необходимо принять меры по закрытию скважины. Конечно, хорошо, когда удается закрыть скважину,

не допустив притока более предельной величины. Почему? В этом случае сам процесс глушения должен пройти без осложнений и в короткие сроки.

Скважину надо закрыть, если приток пластового флюида превысил предельную величину и был допущен перелив, несмотря на то, что вероятность гидроразрыва пласта в этом случае будет выше.

Опасность прихвата бурильной колонны не столь серьезна, как первоначальная задача заглушить скважину. Прихвата можно избежать, если немедленно приступить к периодическому расхаживанию бурильной колонны при закрытом универсальном превенторе.

В нашей практике принята методика мягкого закрытия скважины. По ней вначале открывается штуцер на выкидной линии, а затем закрывается превентор.

По методике жесткого закрытия превентор закрывается сразу после остановки насосов. Считается, что при жестком закрытии происходит гидроудар, в результате которого может произойти нарушение целостности плашек превентора. Рассчитаем величину давления при внезапном перекрытии потока при закрытии плашек превентора, используя известную формулу Жуковского:

$$P_{г.уд} = c \cdot v \cdot \rho.$$

На примерах покажем, каково ударное давление на плашки превентора при скорости потока  $v = 0,1$  и  $1$  м/с, плотности бурового раствора  $\rho = 1800$  кг/м<sup>3</sup> и скорости распространения ударной волны  $c = 1100$  м/с.

Допустим, скорость потока в затрубном пространстве с сечением  $220 \times 127$  мм равна  $0,1$  м/с в момент обнаружения притока, тогда рассчитаем величину ударной волны:

$$P_{г.уд} = 1100 \cdot 0,1 \cdot 1800 = 198000 \text{ Па} = 1,98 \text{ кг/см}^2.$$

Соответственно для скорости потока  $v = 1$  м/с, что соответствует  $2200$  м<sup>3</sup>/сут,  $P_{г.уд} = 19,8$  кг/см<sup>2</sup>.

Сила удара на плашки  $F = S P_{г.уд} = 1,98 \cdot 0,0253 \cdot 10^4 = 500,9$  кг.

Очевидно, что нарушения герметичности системы «плашки превентора — бурильная труба» при жестком закрытии превентора можно не ожидать.

*Порядок действий* при бурении для наземной буровой установки и морской буровой установки с опорой на дно *при наблюдении прямого признака проявления* (объем в приемной емкости увеличился более чем на  $1$  м<sup>3</sup>) следующий:

1. Поднять ведущую трубу до уровня, при котором замок окажется выше стола ротора.
2. Остановить буровые насосы.
3. Закрыть универсальный превентор.

4. Оповестить вышестоящий персонал о начавшемся проявлении.
5. Замерить и зарегистрировать давление внутри колонны бурильных труб и в затрубном пространстве, а также прирост жидкости в приемной емкости.

Когда ведущая бурильная труба (квадрат) поднята из скважины, клапан в нижней его части при необходимости можно закрыть, а уплотнительные элементы превентора на бурильной трубе будут сидеть плотнее, чем на ведущей трубе.

*Порядок действий при закрытии скважины при обнаружении проявления при спуско-подъемных операциях (суммарный недолив скважины на более чем  $0,5 \text{ м}^3$ ; перелив в затрубном пространстве после долива скважины):*

1. Установить верхний замок бурильной трубы на клинья.
2. Навернуть и докрепить полнопроходной и полностью открытый шаровой кран на бурильную трубу.
3. Закрыть универсальный превентор, а при наличии движения жидкости в бурильных трубах — шаровой кран.
4. Оповестить персонал компании.
5. Поднять и навернуть ведущую бурильную трубу.
6. Если шаровой кран был закрыт, открыть шаровой кран.
7. Замерить и зарегистрировать давление внутри бурильных труб и в затрубном пространстве, а также объем недолитого бурового раствора и прирост жидкости в емкости, если наблюдался перелив в затрубном пространстве во время СПО и до закрытия превентора.

Установка полностью открытого шарового крана обязательна, если даже нет перелива через бурильные трубы. Ликвидация открытого фонтанирования через бурильные трубы — очень сложная задача.

Ни в коем случае не пытайтесь восстанавливать циркуляцию, поскольку она будет способствовать ускоренному подъему пластового флюида к устью скважины, и, соответственно, потере контроля над скважиной.

*К плавучим буровым установкам относят полупогружные буровые платформы и буровые суда. Блок превенторов располагается на дне моря. Во время обычных работ по бурению скважин наблюдается их подвижность. Для решения проблемы перемещения судна и бурильной колонны и связанного с этим износа уплотнительных элементов превенторов допускается подвесить бурильную колонну на плашки трубного превентора.*

Чтобы избежать закрытия плашек превентора на бурильном замке, во время установки блока превенторов и испытания противовыбросового оборудования необходимо выполнить процедуру подгонки длины труб. Для этого надо закрыть плашки превентора и медленно опустить бурильную колонну, пока буровой замок не коснется плашек. В этот момент надо зарегистрировать положение ведущей бурильной трубы. Подгонка должна происходить так,

чтобы замок бурильной трубы и шаровой кран в нижней части ведущей трубы находился выше стола ротора.

*Порядок закрытия скважины на плавучей установке.* При наблюдении прямого признака ГНВП (увеличение объема в приемной емкости на 1,5 м<sup>3</sup> и более или увеличение скорости потока на 10 % на выходе из скважины) необходимо немедленно выполнить следующие действия.

1. Поднять ведущую трубу до уровня, ранее отмеченного при подгонке длины трубы (с поправкой на прилив).
2. Остановить буровые насосы.
3. Закрыть универсальный превентор.
4. Оповестить вышестоящий персонал о начавшемся проявлении.
5. Закрыть верхнюю группу трубных плашек.
6. Понизить гидравлическое давление на универсальный превентор.
7. Опустить бурильную колонну, пока она полностью не разгрузится на плашки превентора.
8. Замерить и зарегистрировать давление внутри колонны бурильных труб и в затрубном пространстве, а также прирост жидкости в приемной емкости.

#### ***Спуско-подъемные работы на плавучей буровой установке***

*Порядок закрытия скважины* при обнаружении проявления при спуско-подъемных операциях. При наблюдении прямого признака ГНВП необходимо немедленно сделать следующее.

1. Установить верхний замок бурильной трубы на клинья.
2. Навернуть и докрепить полнопроходной и полностью открытый шаровой кран на бурильную трубу.
3. Закрыть универсальный превентор и, при наличии движения жидкости в бурильных трубах, шаровой кран.
4. Оповестить персонал компании.
5. Поднять и навернуть ведущую бурильную трубу.
6. Если шаровой кран был закрыт, открыть шаровой кран.
7. Понизить гидравлическое давление на универсальный превентор.
8. Опустить бурильную колонну, пока она не будет полностью опираться на плашки.
9. Замерить и зарегистрировать давление внутри бурильных труб и в затрубном пространстве, а также объем недолитого бурового раствора и прирост жидкости в емкости, если наблюдался перелив в затрубном пространстве во время СПО и до закрытия превентора.

#### ***Отвод жидкости при отсутствии кондуктора***

Приток с небольшой глубины контролировать трудно, и он может привести к потере буровой установки. Чтобы этого не допустить, обычно предпринимается попытка отвести поток от буровой установки.

При отсутствии кондуктора, на направление или на забивную трубу при бурении на море устанавливают диверторную систему, когда предполагается, что на небольшой глубине могут быть встречены высоконапорные горизонты.

Важно при возникновении ГНВП обеспечить закрытие устья скважины до того, как будут открыты отводные линии.

#### ***Порядок закрытия при начавшемся проявлении***

1. Поднять ведущую трубу, пока бурильный замок не окажется выше стола ротора.
2. Повысить подачу насосов до максимальной производительности.
3. Открыть краны отводной линии.
4. Закрыть дивертор.
5. Оповестить персонал компании.

## **2.9. Ликвидация газонефтеводопроявлений**

### ***2.9.1. Рациональная последовательность решений при обнаружении проявления***

Во многих случаях на практике опасность возникновения выбросов преувеличивается вследствие отсутствия четко разработанных методов оценки ситуации и принятия соответствующих рациональных решений. Обычно в первую очередь производят утяжеление бурового раствора, которое зачастую является необоснованным и поэтому излишним. В результате чрезмерно увеличивается перепад давления на забое между столбом раствора и пластовым, или поровым, давлением. Между тем высокое значение перепада давления способствует появлению ряда специфических осложнений в стволе скважины и снижению механической скорости бурения.

Одни и те же внешние признаки газонефтеводопроявления могут быть обусловлены различными причинами. Так, например, перелив раствора может наблюдаться при вскрытии высоконапорного горизонта в процессе бурения или при подходе к устью мощной пачки газированного раствора во время промывки скважины после спуска долота.

Газирование раствора может происходить из-за поступления газа с выбуренной породой, недостаточной плотности раствора при слабой проницаемости пласта, а также в результате протекания в растворе физико-химических и механических процессов.

Таким образом, решения, принимаемые в каждом конкретном случае, должны вытекать из сложившейся ситуации с учетом причин ее возникновения и потенциальной опасности.

Аналитическая схема позволяет быстро и правильно принимать решения по проведению дальнейших работ при обнаружении притока, если проявление произошло вовремя бурения.

В случае увеличения расхода бурового раствора на выходе, что свидетельствует о поступлении значительного объема газа в скважину, необходимо загерметизировать скважину, выбрать режим глушения скважины и ликвидировать проявление.

Выход газированного раствора на устье не представляет опасности, однако не исключает того, что появление газа в растворе предшествует движению газовой пачки.

При появлении газированного раствора на поверхности необходимо остановить бурение и циркуляцию и понаблюдать за скважиной несколько минут. Если есть перелив, то следует приступить к ликвидации проявления. При отсутствии перелива — восстановить циркуляцию и промыть скважину в течение одного цикла. Если после промывки в растворе не обнаружен газ, значит, он поступил из выбуренной породы. Следовательно, бурение можно продолжать.

В том случае, когда газирование раствора все же продолжается, можно предположить, что пласт вскрыт с давлением, превышающим забойное давление, поэтому необходимо решить вопрос об утяжелении бурового раствора.

На рис. 2.7 приведена схема, позволяющая по прямым признакам обнаружить проявление в начале промывки после спуска долота и углублении скважины, и, соответственно, принять решение по управлению скважиной.

Увеличение расхода промывочной жидкости или объема в емкостях может быть обусловлено расширением движущейся забойной пачки. При достаточном количестве газа в этой пачке может наблюдаться выброс со снижением давления на вскрытые пласты. Для предотвращения выброса следует закрыть превентор и промыть скважину через регулируемый дроссель. Режим промывки устанавливается так, чтобы забойное давление оставалось постоянным и сохранялась величина установленного запаса противодавления.

На скважине Б (Краснодарский край) во время углубления скважины на глубине 4674 м резко выросла механическая скорость бурения с 2,5 м/час до 6,0 м/час. В течение одного часа и пятнадцати минут продолжающегося углубления при плотности бурового раствора 1400 кг/м<sup>3</sup> изменений других показателей процесса не наблюдалось. Расход бурового раствора на выходе не менялся, объем в приемной емкости не увеличивался. Проявление было зафиксировано по выходу из скважины разгазированного бурового раствора. Скважину загерметизировали и продолжили промывку с избыточным давлением в затрубном пространстве. Из скважины буровой раствор поступал на сепаратор, где шло отделение газа, который сжигали на факельной установке (диаметр сгорающего газа не превышал 1,5 м), а поступивший в желобную систему буровой раствор окончательно освобождался от пластового газа на дегазаторе.

Зафиксировать установившееся избыточное давление в трубах, по которому можно было бы судить о пластовом давлении, при полностью загерметизированной скважине не удавалось. Давление в трубах очень медленно возрастало, в то время как в затрубном пространстве оно росло значительно быстрее из-за всплытия газа и могло превышать допустимую величину по прочности обсадной колонны, чего допускать было никак нельзя.

Поэтому промывку продолжали при допустимом избыточном давлении в затрубном пространстве и при непрекращающемся поступлении в ствол скважины пластового газа. Последовательное утяжеление бурового раствора до  $1600 \text{ кг/м}^3$  заметных результатов в снижении объема поступления газа не принесло. Поэтому было решено установить на забой баритовую пробку с целью изоляции вскрытого газового горизонта.

Установка баритовой пробки привела только к временной изоляции пласта. Через несколько часов поступление газа возобновилось. Поэтому продолжалась непрерывная промывка с избыточным давлением до  $60 \text{ кгс/см}^2$  в затрубном пространстве, газ удавалось практически полностью удалить с помощью сепаратора и дегазатора, и на прием насоса поступал раствор первоначальной плотности. Последующие установки баритовых пробок также заметных результатов не дали, но благодаря им повысилась плотность бурового раствора. Небольшие объемы поступления газа позволяли вести с открытым устьем спускоподъемные операции (20 свечей) во время установок баритовых пробок (всего было установлено 5 баритовых пробок объемом от 5 до  $15 \text{ м}^3$  каждая и плотностью от  $2,22$  до  $2,5 \text{ г/см}^3$ ), чтобы избежать прихвата бурильной колонны оседающим баритом.

Ликвидировать проявление удалось только после последовательного утяжеления бурового раствора до  $2040 \text{ кгс/см}^3$ . На все эти работы было затрачено 12 суток. Во избежание прихвата бурильной колонны под действием дифференциального давления ее периодически расхаживали при закрытом универсальном превенторе.

На скважинах D и F (Краснодарский край) при вскрытии хемогенных отложений (глубина рапоносного пласта — 3400 м) возникли осложнения после спускоподъемных операций. Осложнения с обработкой бурового раствора (плотность  $2260 \text{ кг/м}^3$ ) и потеря контроля над забойным давлением выражались в периодическом поступлении в скважину пластовой рапы (сильно минерализованной воды плотностью до  $1400 \text{ кг/м}^3$ ) или поглощении небольших объемов бурового раствора.

Тщательные измерения объемов долива бурового раствора показали, что рапа поступала при подъеме бурильной колонны. Объем поступления за время подъема и спуска труб (14 часов) оценивался в  $3\text{--}3,5 \text{ м}^3$ .

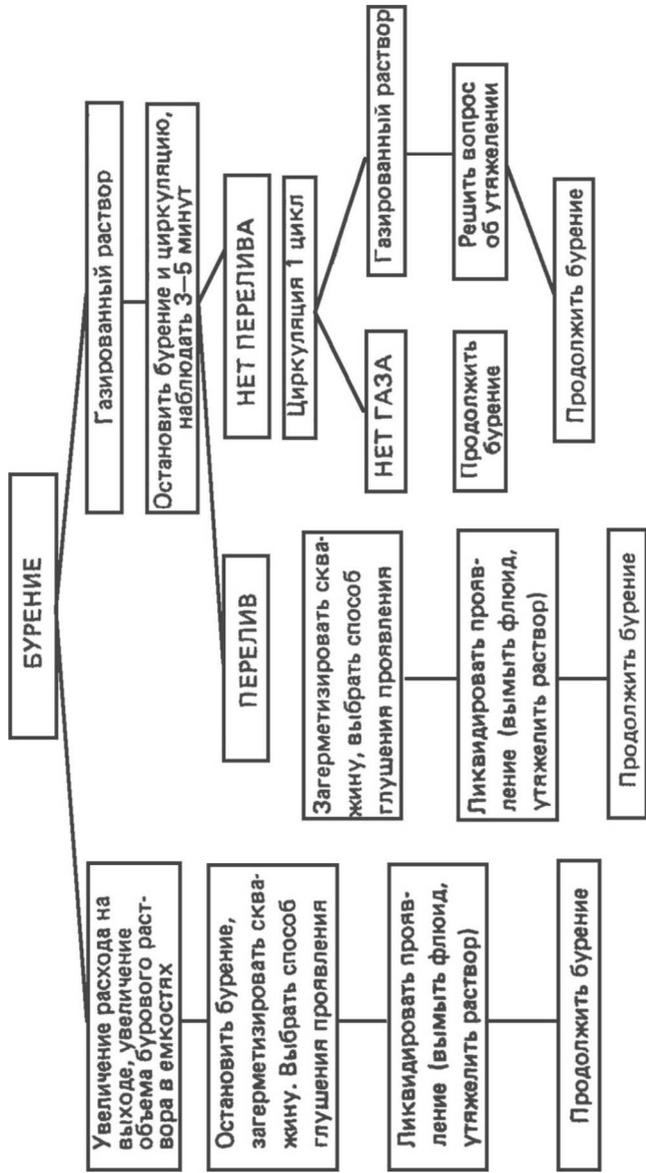


Рис. 2.7. Последовательность решений при обнаружении проявлений во время углубления скважины

Дальнейшие технологические действия инженерной службы были направлены на замеры объемов доливаемого в скважину бурового раствора после подъема каждых пяти свечей и сопоставление их с объемом поднятого металла с учетом пленки раствора на внутренней поверхности бурильной колонны. Уже на первых поднятых свечах обозначилось снижение забойного давления ниже пластового (это было зафиксировано глубинным манометром), и при доливе не досчитались 100 л против требуемого. Подъем в таких случаях прекращали, бурильную колонну допускали до забоя, восстанавливали циркуляцию и обрабатывали буровой раствор с целью снижения его реологических свойств.

После этого повторилась попытка подъема бурильной колонны. Контроль долива и недопущение снижения забойного давления при подъеме первых 5–10 свечей ниже пластового давления позволили не допустить притока пластового флюида и восстановить контроль над скважиной, продолжив углубление скважин при значительно сниженных расходах на обработку бурового раствора.

### **2.9.2. Способы ликвидации газонефтеводопроявлений**

В скважину поступил пластовый флюид, и в ней нарушено гидродинамическое равновесие. Задача состоит в том, чтобы вернуть скважину в состояние превышения забойного давления над пластовым.

*Метод уравновешенного пластового давления* заключается в том, что в течение всего процесса ликвидации проявления поддерживается постоянное забойное давление, несколько превышающее пластовое. Благодаря этому предотвращается поступление новых объемов пластового флюида, и вместе с тем скважина не перегружается чрезмерным давлением. Применение указанного метода способствует максимальному сокращению времени глушения, минимальной затрате материалов, обеспечивает целостность обсадных колонн и пород открытой части разреза, уменьшает загрязнение вскрытого пласта.

Поддержание постоянного давления на забое скважины, обеспечивающее условия недопущения новых порций пластового флюида в системе сообщающихся трубного и затрубного пространств, можно описать уравнением баланса давлений при вымыве поступившего флюида:

$$P_H + \rho g H - P_{Г.С.Т.} = \rho g (H - L_\Phi) + \rho_\Phi q L_\Phi + P_{Г.С.К.} + P_{ИЗ.К.}, \quad (2.22)$$

- где  $P_H$  — давление на насосах;  
 $H$  — глубина скважины (бурильная колонна опущена до забоя);  
 $L_\Phi$  — высота столба флюида;  
 $\rho$  — плотность бурового раствора;  
 $\rho_\Phi$  — плотность флюида;  
 $P_{Г.С.Т.}$  — потери давления на трение в бурильных трубах;  
 $P_{Г.С.К.}$  — потери давления на трение в кольцевом пространстве;  
 $P_{ИЗ.К.}$  — давление на устье скважины (дресселе).

Как левая, так и правая часть уравнения (2.22) выражают каждая в отдельности забойное давление, однако для нас значима левая. Поэтому запишем:

$$P_{заб} = P_H + \rho g H - P_{ГСТ} = const. \quad (2.23)$$

Это условие выполняется, если, имея постоянную плотность раствора, поддерживать неизменной подачу насосов. Тогда автоматически остаются постоянными потери на трение  $P_{ГСТ}$  и, следовательно, давление на насосах. Таким образом, чтобы сохранить постоянным давление на забое, необходимо при постоянной плотности бурового раствора поддерживать неизменным давление в бурильных трубах (на насосе).

Если плотность бурового раствора в бурильных трубах не остается постоянной в результате того, что при вымыве флюида закачивается более тяжелый раствор, условие (2.22) приобретает вид:

$$P_{заб} = P_H + \rho_1 g L_1 + \rho_2 g L_2 + P_{ГСТ}^* + P_{ГСТ}^{**} = const, \quad (2.24)$$

где  $\rho_1$  — плотность первоначального бурового раствора;  
 $\rho_2$  — плотность утяжеленного бурового раствора;  
 $P_{ГСТ}^*$  и  $P_{ГСТ}^{**}$  — потери давления на участках движения исходного и утяжеленного раствора соответственно;  
 $L_1$  и  $L_2$  — высоты столбов бурового раствора плотностью соответственно  $\rho_1$  и  $\rho_2$ .

Для выполнения условия (2.24) необходимо регулировать давление на насосах так, чтобы оно менялось пропорционально изменению высоты исходного и утяжеленного раствора в бурильной колонне. При этом давление  $P_H$  по мере закачивания утяжеленного раствора постоянно снижается. Условие постоянства подачи насосов остается в силе.

Несмотря на то, что метод уравновешенного пластового давления предусматривает только один режим регулирования забойного давления, имеется целый ряд способов его практического осуществления. Они различаются между собой очередностью операций по утяжелению бурового раствора в общем технологическом цикле процесса глушения, а также плотностью раствора (утяжелен или нет) в первом цикле циркуляции при вымывании пластового флюида. Отмеченные различия, в свою очередь, определяют особенности регулирования давления в скважине.

Наиболее известны следующие три варианта применения метода уравновешенного пластового давления:

#### 1. Способ ожидания и утяжеления

После обнаружения проявления закрывают скважину и приступают к утяжелению бурового раствора в приемных емкостях, а затем по окончании производят глушение скважины вымыванием на поверхность поступившего флюида утяжеленным до необходимой плотности раствором.

#### 2. Способ непрерывного глушения (циркуляция и утяжеление)

Без промедления начинают вымывание пластового флюида из скважины с одновременным увеличением плотности циркулирующего бурового

раствора при максимально возможной скорости утяжеления. Циркуляция продолжается, пока плотность бурового раствора не будет повышена до значения, необходимого для глушения скважины.

### 3. *Двухстадийный способ (способ постоянного давления в бурильных трубах, способ бурильщика)*

На первой стадии сразу после закрытия скважины вымывают из нее пластовый флюид раствором с той же плотностью, при которой возникло проявление. Затем при герметизированном устье скважины и остановленных насосах увеличивают плотность бурового раствора в приемных емкостях до необходимого значения. На второй стадии окончательно глушат скважину циркулирующей утяжеленного бурового раствора. Утяжеление раствора при этом возможно производить одновременно с операцией вымыва пластового флюида, для чего используются запасные емкости.

Способ ожидания и утяжеления позволяет ликвидировать проявление за один цикл промывки. Этот метод обеспечивает минимальное давление на устье скважины во время вымывания флюида. Однако скважина продолжительное время находится под давлением без циркуляции, всплывание газа при этом повышает сложность ситуации, что требует высокой квалификации исполнителей для оперативного ее анализа и принятия решения.

Двухстадийный способ является наиболее простым, вымывание флюида начинается немедленно после закрытия скважины без проведения каких-либо сложных расчетов процессов регулирования. Вместе с тем при его использовании возникают наиболее высокие давления в обсадной колонне, и для глушения скважины требуется не менее двух полных циклов циркуляции бурового раствора.

Способ непрерывного глушения, как и двухстадийный, обеспечивает минимальное время нахождения скважины без промывки, но ввиду меняющейся плотности закачиваемого бурового раствора он отличается наиболее сложным регулированием давления по бурильным трубам для поддержания постоянного давления в забое. Давления в обсадных трубах и у башмака обсадной колонны принимают промежуточные значения относительно двух первых способов.

В тех случаях, когда обнаруживается, что после закрытия скважины или в процессе вымывания флюида давление в кольцевом пространстве нарастает и становится выше допустимого предела, определяемого прочностью противовыбросового оборудования, обсадной колонны, прочностью пород на гидроразрыв, применяется *метод ступенчатого глушения скважины*, называемый также методом ограничения (или низкого) давления на дросселе. Ступенчатый метод может быть применен также и для того, чтобы предотвратить ухудшение коллекторных свойств продуктивных малопроницаемых пластов во время глушения.

Сущность его заключается в том, что в периоды пикового увеличения давление на устье ограничивается допустимым значением. Давление на забое снижается, и в скважину поступает очередная порция флюида, которая вымы-

вается в следующем цикле циркуляции. Максимальное (пиковое) давление при этом снижается. Операция ограничения давления перед дросселем повторяется до тех пор, пока устьевое пиковое давление не окажется в допустимых пределах.

*Задавливание поступившего в скважину флюида* обратно в пласт может производиться лишь в случае, когда отсутствует возможность восстановить циркуляцию вследствие закупорки бурильных труб, или когда бурильная колонна поднята из скважины и др. Этот метод ликвидации проявлений является предпочтительным в случаях, когда пластовый флюид содержит агрессивные примеси (например, сероводород).

Если же скважина не может быть промыта (отключение электроэнергии, закупорки труб, долота и т. д.), для контроля проявляющей скважины используется *метод стравливания*, который является временной мерой и предназначен для ограничения роста забойного и устьевого давлений посредством периодического выпуска, то есть стравливания определенного объема бурового раствора из скважины. После восстановления возможности промывки скважина должна быть заглушена одним из способов уравновешенного пластового давления.

### **2.9.3. Глушение ГНВП при нахождении долота на забое (проявление обнаружено при углублении скважины)**

После герметизации скважины через 15 минут регистрируют:

- избыточное давление в бурильной колонне  $P_{ИЗТ}$ ;
- избыточное давление в затрубном пространстве  $P_{ИЗК}$ ;
- увеличение объема раствора в приемной емкости  $V_o$  (с учетом сжимаемости бурового раствора).

$V_o$  является объемом притока пластового флюида. В дальнейшем используется для оценки максимальных ожидаемых давлений в затрубном пространстве при глушении скважин. Период наблюдения за давлением на устье скважины после ее закрытия обусловлен насыщением околоствольной зоны, истощенной при проявлении.

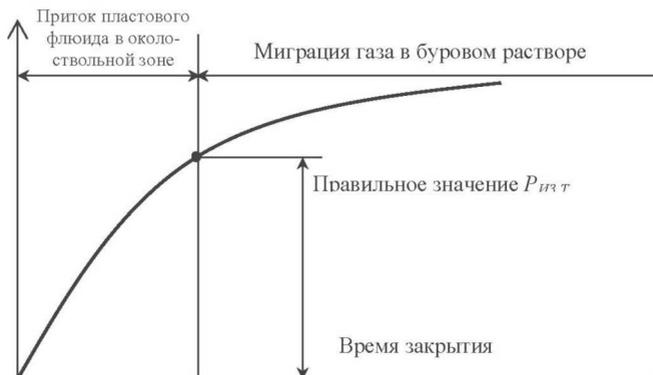
Повышение давления в первый период (10–15 минут) связано именно с притоком пластового флюида к забою. Последующее увеличение давления связано с дополнительным сжатием газа вследствие его миграции в кольцевом пространстве.

На рис. 2.8 показано изменение давления в случае притока пластового флюида.

Повышение давления на устье вследствие миграции пластового газа не должно учитываться для оценки  $P_{ИЗТ}$  и  $P_{ИЗК}$ .

Если газовый пласт малопроницаем, то повышение давления на устье вследствие миграции и вследствие насыщения приствольной зоны накладываются, и тогда правильное значение  $P_{ИЗТ}$  и  $P_{ИЗК}$  затруднено для оценки основных параметров глушения скважины.

Прямое измерение давления в бурильных трубах при наличии обратного клапана невозможно, но для оценки  $P_{пл}$  и  $P_{из.т}$  необходимо при минимальной подаче насосов зафиксировать скачок давления в кольцевом пространстве, которое укажет на открытие клапана.



**Рис. 2.8.** Изменение давления в случае притока пластового флюида

#### **Выбор подачи насосов и давления в бурильной колонне**

С момента начала вымыва через манифольд ОП до окончания глушения скважины забойное давление поддерживают постоянным, используя для этого дроссель. Если давление на выкиде насоса и скорость нагнетания поддерживать постоянными при неизменной плотности бурового раствора, то давление на забое не будет меняться.

Давление на насосе ( $P_H$ ) определяют расчетным путем. Оно равно давлению в бурильных трубах при закрытой скважине ( $P_{из.т.}$ ) плюс гидравлические сопротивления в системе ( $P_{г.с}$ ) при выбуренной подаче насосов и плюс  $\Delta P$  для поддержания превышения забойного давления над пластовым.

$$P_H = P_{из.т} + P_{г.с} + \Delta P, \quad (2.25)$$

где  $\Delta P$  — превышение забойного давления над пластовым принимают не более 1,5 МПа.

Гидравлические сопротивления  $P_{г.с}$ :

- измеряют в процессе бурения при одном и двух работающих насосах;
- рассчитывают, зная давление на выкиде насоса в процессе бурения.

Начальное давление циркуляции  $P_H$  также устанавливают опытным путем. Начинают закачивать в трубы буровой раствор с подачей, при которой решено глушить скважину. Одновременно с пуском насоса (насосов) по мере роста давления в затрубном пространстве открывают регулируемый дроссель, чтобы противодавление превышало имевшееся в нем избыточное давление  $P_{из.к}$  на величину  $\Delta P$ .

Регистрируют давление в бурильных трубах при установившейся подаче насоса (насосов). Это и есть начальное давление глушения скважины  $P_H$ .

Во время глушения скважины обычно используют пониженную подачу насоса (насосов), равную половине подачи при углублении скважины (если бурение велось при подаче насоса менее 15 л/с, и при этом давление на стояке не превышало 10.0 МПа, то глушение можно вести, не меняя подачи насоса).

*Расчет необходимой плотности бурового раствора.* Плотность бурового раствора для глушения скважины рассчитывают по формуле:

$$\rho_K = \rho_H + \frac{(P_{изг.} + \Delta P)}{gH} 10^{+6}, \quad (2.26)$$

где  $\rho_H$  — начальная плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_K$  — плотность бурового раствора для глушения скважины, кг/м<sup>3</sup>;  
 $H$  — глубина проявляющего пласта, м;  
 $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $P_{из.т}$  — избыточное давление в бурильных трубах, МПа.

*Давление в бурильных трубах* после достижения утяжеленного бурового раствора  $P_K$  долота рассчитывают по формуле:

$$P_K = P_{Г.С.} \cdot \frac{\rho_K}{\rho_H}, \quad (2.27)$$

где  $P_K$  устанавливают опытным путем.

Закачивают утяжеленный раствор при постоянной, ранее установленной подаче, поддерживая дросселем давление в затрубном пространстве  $P_{из.к.}$  также постоянным. Давление в бурильных трубах при этом уменьшается. После закачивания в скважину утяжеленного раствора в объеме, равном внутреннему объему бурильных труб (эту величину рассчитывают заранее), фиксируют давление в бурильных трубах, которое и будет  $P_K$ . Установленное с помощью указанной процедуры давление в бурильных трубах  $P_K$  становится постоянным в последующей работе.

Избыточное давление в затрубном пространстве меняется только в целях обеспечения этого условия.

Закачивание продолжают вести до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор не выйдет на поверхность. При этом постепенно увеличивают проходное отверстие дросселя до полного его открытия и снижения противодействия до нуля в конце глушения ГНВП.

## 2.10. Технологические особенности ликвидации ГНВП

*Вымыв пластового флюида* буровым раствором начальной плотности осуществляют сразу же после герметизации скважины. Следует убедиться, что соблюдается условие  $P_{изг.} + \Delta P < P_{ГП} - \rho \cdot g \cdot h$ , то есть при вымыве пластового флюида не произойдет гидроразрыва пласта. Однако даже если это условие

не соблюдается, следует приступить к вымыву пластового флюида с минимальной производительностью, снизив  $\Delta P$  до минимума.

Промывку производят на выбранной подаче насосов и давлении в колонне бурильных труб. Следят за тем, чтобы выходящий из скважины буровой раствор был полностью дегазирован перед закачиванием его в бурильные трубы.

На рис. 2.9 показана последовательность операций при глушении газопроявления в течение двух циклов циркуляции. Приведены формулы по определению давлений на забое, в бурильной и обсадных колоннах.

Последовательность изменения технологических показателей при вымыве флюида утяжеленным буровым раствором в течение одного цикла циркуляции показана на рис. 2.10.

Давление на забое можно поддерживать постоянным непрерывным понижением давления в колонне бурильных труб от  $P_H$  до  $P_K$ . Так как в условиях буровой это труднодостижимо, то фактически давление по мере закачки тяжелого бурового раствора понижают по этапам, поддерживая его постоянным в промежутках между ними.

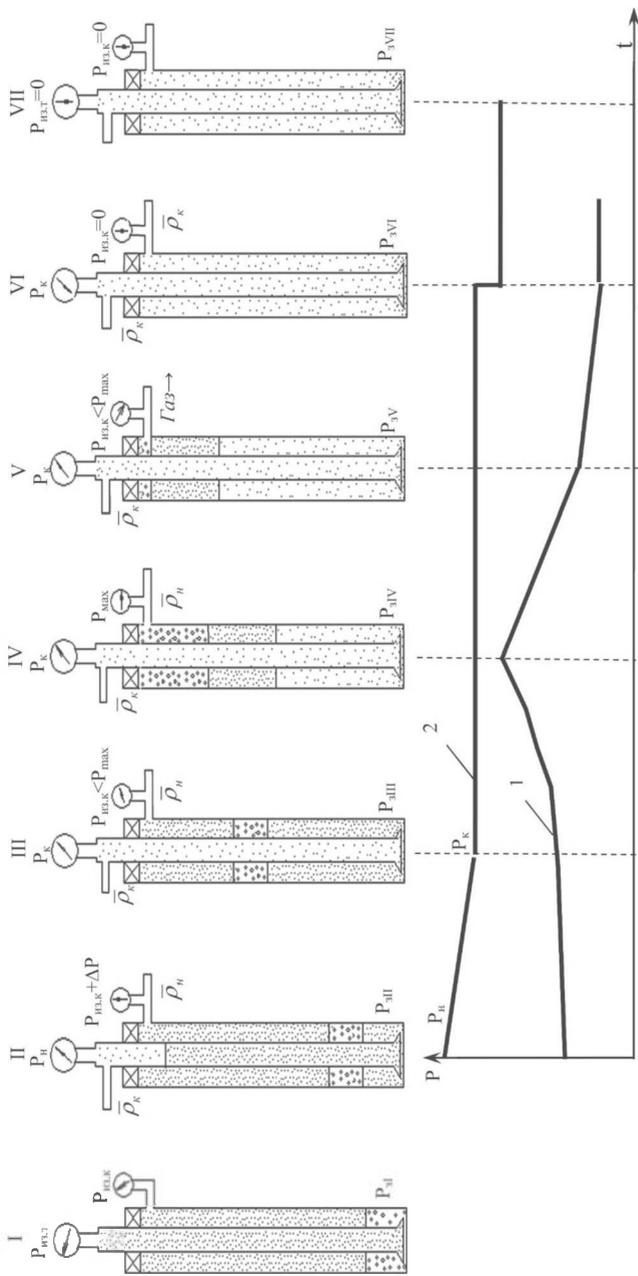
На рис. 2.9 показаны различные стадии этого способа с указанием давления в колонне бурильных и обсадных труб (предполагается, что пластовый флюид — газ, а промывку осуществляют утяжеленным буровым раствором).

*Утяжеление бурового раствора* и вымыва флюида проводят в течение нескольких циклов.

Данный способ глушения скважины обычно применим при отсутствии возможности оценить пластовое давление проявившего горизонта. Как правило, первоначальное утяжеление бурового раствора не дает возможности полностью заглушить скважину. Вторичное утяжеление раствора не должно быть слишком большим, чтобы, с одной стороны, не вызвать гидроразрыва вскрытого продуктивного пласта, а с другой — не создать слишком большой репрессии. Слишком большая репрессия при продолжающемся углублении и цементировании обсадной колонны в дальнейшем затруднит вызов притока при освоении скважины. Поэтому величина повышения плотности бурового раствора определяется как  $0,05\text{--}0,06 \text{ г/см}^3$ , что соответствует повышению забойного давления на  $1,2\text{--}2,4 \text{ МПа}$ . Прекращение поступления пластового флюида в ствол скважины будет свидетельствовать об окончании процесса глушения.

Необходимо отметить, что такая ситуация соответствует вскрытию пласта на значительных глубинах с низкой проницаемостью. Подачу насоса следует держать значительно меньшей, чем она была во время вскрытия проявившего пласта, и, естественно, постоянной, а давление следует поддерживать на уровне гидравлических сопротивлений плюс  $\Delta P$ . Плотность закачиваемого бурового раствора должна быть постоянной в течение не менее одного цикла промывки.

Этот способ применим, если в скважину поступает газ. Поступление пластовой воды приводит к необратимым процессам в буровом растворе, что существенно затрудняет контроль над скважиной.

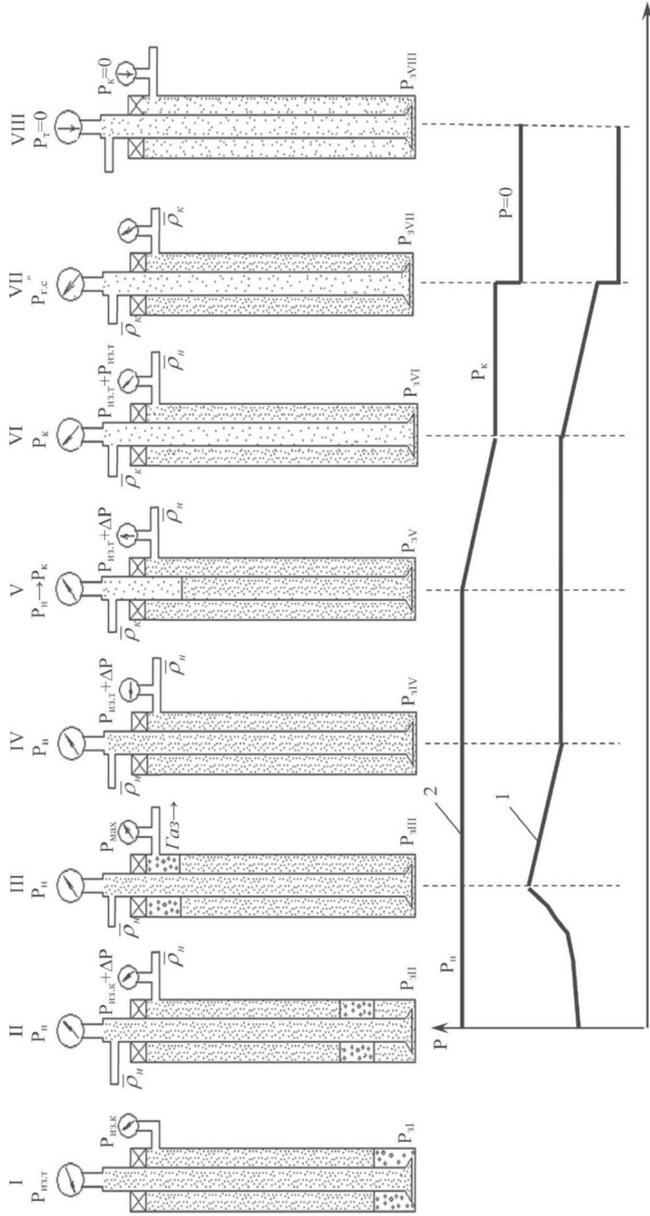


**Рис. 2.9. Последовательность операций при глушении газопроявления в течение одного цикла циркуляции бурового раствора (а) и зависимость давления от времени (б):**

- I — наблюдение за давлением на устье закрытой скважины после обнаружения проявления;
- II — начало закачивания бурового раствора при пониженной подаче; III — утяжеленный раствор достиг долота;
- IV — газовый пузырь поднялся к блоку превенторов; V — газовый пузырь вымыт;
- VI — раствор начальной плотностью вымыт;
- VII — наблюдение за давлением бурового раствора на устье открытой скважины;

1, 2 — давление в обсадной колонне и на выкиде насоса;

$$P_{\text{н}} = P_{\text{из.т}} + P_{\text{г.с}} + \Delta p; P_{\text{к}} = P_{\text{г.с}} (\rho_{\text{к}} / \rho_{\text{н}}); P_{\text{эл}} = \rho_{\text{н}} g h + P_{\text{из.т}}; P_{\text{эл}} = \rho_{\text{н}} g h + P_{\text{из.т}} + \Delta p = P_{\text{эл}} = P_{\text{эл}} = P_{\text{эл}}$$



**Рис. 2.10. Последовательность операций при глушении газопоявления в течение двух циклов циркуляции бурового раствора (а) и зависимость давления от времени (б):**

- I — наблюдение за давлением на устье скважины после обнаружения проявления;
- II — начало закачки бурового раствора; III — газовый пузырь поднялся к блоку преенторов;
- IV — газовый пузырь вымыт; V — начало закачки утяжеленного бурового раствора при пониженной подаче;
- VI — утяжеленный раствор достигает долота; VII — раствор начальной плотности вымыт, утяжеленный раствор поднялся к устью; VIII — наблюдение за движением бурового раствора на устье открытой скважины;
- 1, 2 — давление в обсадной колонне и на выкиде насоса;  $p_H = \rho_{жз,т} + p'_{н,с} + \Delta p$ ;  $p_K = p'_{г,с}$  ( $\rho_K/\rho_H$ );  $P_{жз,т} = \rho_H \cdot gH + P_{жз,т}$ ;

$$P_{III} = \rho_H \cdot gH + P_{жз,т} + \Delta p = P_{III} = P_{зв} = P_{звI}; P_{звII} = P_K \cdot gH = P_{звIII}$$

Практика ликвидаций ГНВП, происходящих во время бурения, показала, что *выбор способа глушения* зависит в первую очередь от:

- объема поступившего пластового флюида;
- времени принятия решения после герметизации скважины;
- квалификации специалиста, взявшего на себя принятие решений по ликвидации создавшейся ситуации;
- готовности оборудования (проектные решения);
- наличия утяжелителя.

Объем поступившего в скважину пластового флюида зависит от проницаемости вскрытого пласта и перепада давления.

При отсутствии промывки скважину (например, при ремонте насосов) контролируют по давлению в бурильных трубах, поддерживая его постоянным, и не допуская его роста выше  $P_{изт} + \Delta P$  — уровня, установившегося сразу же после закрытия скважины.

Циркуляцию восстанавливают при том же расходе и давлении на насосе, которые были до ее прекращения.

*Обнаружение притока пластового флюида по увеличению содержания газа* в буровом растворе чаще всего свидетельствует о вскрытии пласта с низкой проницаемостью и высоким пластовым давлением.

При этих условиях в случае герметизации скважины в короткий период времени разница между пластовым и забойным давлением не полностью передается на устье из-за вязкопластичных и вязкоупругих свойств буровых растворов. При слабых притоках глушение начинают промывкой скважины с противодавлением в затрубном пространстве, равным  $\Delta P$ . Продолжение выхода бурового раствора, содержащего газ, свидетельствует о недостатке избыточного давления в затрубном пространстве. Поэтому последовательно повышают  $P_{изт}$  на 1,0–1,5 МПа и продолжают промывку до тех пор, пока не прекратится выход газированного бурового раствора. Плотность бурового раствора для ликвидации проявления определяют по формуле:

$$\rho_K = \rho_H + \frac{(P_{из.к.} + P_{г.с.к.} \pm \Delta P)}{gH} 10^6, \quad (2.28)$$

где  $P_{из.к.}$  — избыточное давление в обсадной колонне во время промывок, при котором прекратилось поступление пластового флюида в скважину, МПа;  
 $P_{г.с.к.}$  — гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве скважины, МПа.

*Допустимые давления в обсадной колонне* при глушении ГНВП имеют два ограничения:

- рабочее давление блока превенторов и устьевого оборудования, или прочность последней обсадной колонны;
- давление гидроразрыва пласта ниже башмака последней обсадной колонны.

Вероятность гидроразрыва однородных пород — наивысшая в наиболее слабом участке, то есть в верхней части необсаженного ствола скважины.

В процессе вымыва газового флюида буровым раствором начальной плотности при поддержании постоянного давления на забое давление у башмака обсадной колонны или на любом участке:

- а) возрастает пропорционально росту высоты столба в затрубном пространстве до тех пор, пока голова газовой пачки не достигнет этого участка;
- б) понижается при прохождении газовой пачки этого участка;
- в) остается постоянным после того, как газовая пачка прошла этот участок.

Указанное положение относится и к обсадной колонне, в которой могут быть слабые участки (стык колонны, башмак, секция с наименьшей прочностью).

### **2.11. Глушение ГНВП, возникшего во время спускоподъемных операций**

1. Управление скважиной после обнаружения газонефтеводопроявлений, происходящих во время спускоподъемных операций, показано на схеме 2.11.

В качестве критериев оценки ситуации приняты следующие:

- объем поступившего пластового флюида;
- наличие или отсутствие перелива через затрубное пространство;
- производительность перелива до и более 2 л/с;
- объем поступившего бурового раствора в приемной емкости при непрерывном спуске труб до 200 л/с и более.

В большинстве случаев, чтобы ликвидировать проявление, начавшееся при СПО, нет необходимости утяжелять буровой раствор. Поэтому способов глушения практически два:

- вымыв пластового флюида и выравнивание всего объема бурового раствора по плотности;
- задавливание пластового флюида и части бурового раствора обратно в пласт и опять же выравнивание всего объема бурового раствора по плотности.

Чтобы выровнять весь объем бурового раствора по плотности, необходимо спустить инструмент до кровли проявляющего пласта. Спуск буровой колонны можно осуществить обычными приемами с открытым устьем или же при герметизированном устье с некоторым избыточным давлением в затрубном пространстве.

При отсутствии возможности спуска труб в скважину после герметизации устья скважины глушат задавливанием пластового флюида закачиванием бурового раствора в затрубное и трубное пространство. Этот способ может дать

наилучшие результаты, если проявивший пласт или же находящиеся на небольшом расстоянии от него породы склонны к поглощению. Он требует значительных затрат, а именно дорогостоящего бурового раствора. Но задавливанием скважины на поглощение процесс глушения не заканчивается — требуется спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину для вымыва остатков пластового флюида, обработки бурового раствора и выравнивания его параметров.

2. К спуску долота приступают немедленно, когда объем поступившего пластового флюида  $V_0$  не превышает  $0,5 \text{ м}^3$  и из скважины нет перелива или есть перелив бурового раствора с производительностью менее  $2 \text{ л/с}$ .
3. При спуске труб не допускают притока флюида в скважину более  $0,5 V_{\text{ПР}}$ , для чего измеряют объем вытесненного бурового раствора  $V_B$  и сопоставляют с объемом спущенного в скважину металла труб  $V_M$ . Как только  $V_B - V_M$  станет равным  $0,5 V_{\text{ПР}}$ , или когда при непрерывном спуске труб в приемную емкость поступает более  $200 \text{ л}$  в минуту, скважину герметизируют.

Скважину также герметизируют, когда перелив бурового раствора через трубы затрудняет спуск бурильной колонны. Скважину герметизируют в любом случае, если нет возможности по каким-либо причинам приступить к спуску труб.

4. Порядок работы при герметизации скважины следующий:
  - наворачивают шаровой кран или обратный клапан на бурильную колонну;
  - открывают гидроуправляемую задвижку;
  - закрывают универсальный превентор (инструмент находится в открытом стволе) или верхний плашечный превентор (инструмент находится в обсаженном стволе);
  - медленно закрывают дроссель;
  - наворачивают на бурильные трубы квадрат или промывочную головку с краном высокого давления, опрессованные на то же давление, что и бурильные трубы.

Через  $5-10$  минут после герметизации скважины регистрируют давление в бурильной и обсадной колоннах, а также суммарный объем проявления.

5. В дальнейшем поступают в зависимости от сложившейся ситуации:
  - восстанавливают циркуляцию и вымывают пластовый флюид из скважины;
  - закачивают под давлением буровой раствор на поглощение;
  - продолжают спуск труб через противовыбросовое оборудование под давлением.

6. Если долото находится у забоя или кровли проявляющего пласта, то приступают к вымыву пластового флюида. Подачу насоса принимают равной подаче бурового раствора во время бурения или несколько меньшей ее. Если циркуляция во время бурения осуществлялась двумя насосами, то глушение ГНВП ведут одним.

Начальное давление при циркуляции устанавливают равным  $P_{Г.С.} + P_{ИЗТ.}$ , а после закачивания объема бурового раствора, равного объему труб, устанавливают и поддерживают давление в бурительных трубах, равное  $P_{Г.С.}$ .

Прокачивание бурового раствора ведут в течение не менее чем одного цикла промывки. Выходящий из скважины раствор дегазируют и утяжеляют до первоначальной плотности, а требующий химической обработки направляют в отдельную емкость. Когда плотность бурового раствора, выходящего из скважины и раствора, закачиваемого в трубы, сравняется, а давление на стояке стабилизируется и станет равным  $P_{Г.С.}$ , останавливают насос и определяют давление в трубах и затрубном пространстве. При отсутствии давления открывают превентор и приступают к спуску труб до забоя (если есть необходимость) для полного вымыва оставшегося в скважине пластового флюида.

7. **ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ!** Попытки ликвидировать проявление промывкой в условиях нахождения долота на большом расстоянии от забоя очень рискованны и, как правило, ни к чему не приводят, так как:
  - а) в процессе циркуляции продолжается всплытие флюида к устью скважины. Утяжеление бурового раствора не оказывает никакого влияния на всплытие флюида ниже долота;
  - б) если применить метод поддержания постоянного объема циркуляции в то время как в поступающем в скважину флюиде содержится газ, то по мере подъема газа давление будет возрастать и может достичь такой величины, при которой произойдет гидро-разрыв пласта;
  - в) если применить метод регулируемого давления в бурительных трубах, то находящийся под долотом газ, просачиваясь вверх, расширяется, снижая давление в забое и создавая опасность поступления новых порций пластового флюида в скважину.
8. Закачивают раствор на поглощение, когда долото еще достаточно далеко от забоя. Этот способ используют, если проявивший пласт способен к поглощению. Закачивают раствор плотностью такой же, какая была перед подъемом инструмента. Объем раствора принимают равным не менее чем трем объемам пластового флюида, поступающего в скважину; закачивание ведут одновременно в трубы и затрубное пространство. После закачивания указанного объема бурового раствора проверяют давление в трубах и колонне. Если после остановки давление в них не снизится до нуля, то закачивание бурового раствора продолжают.

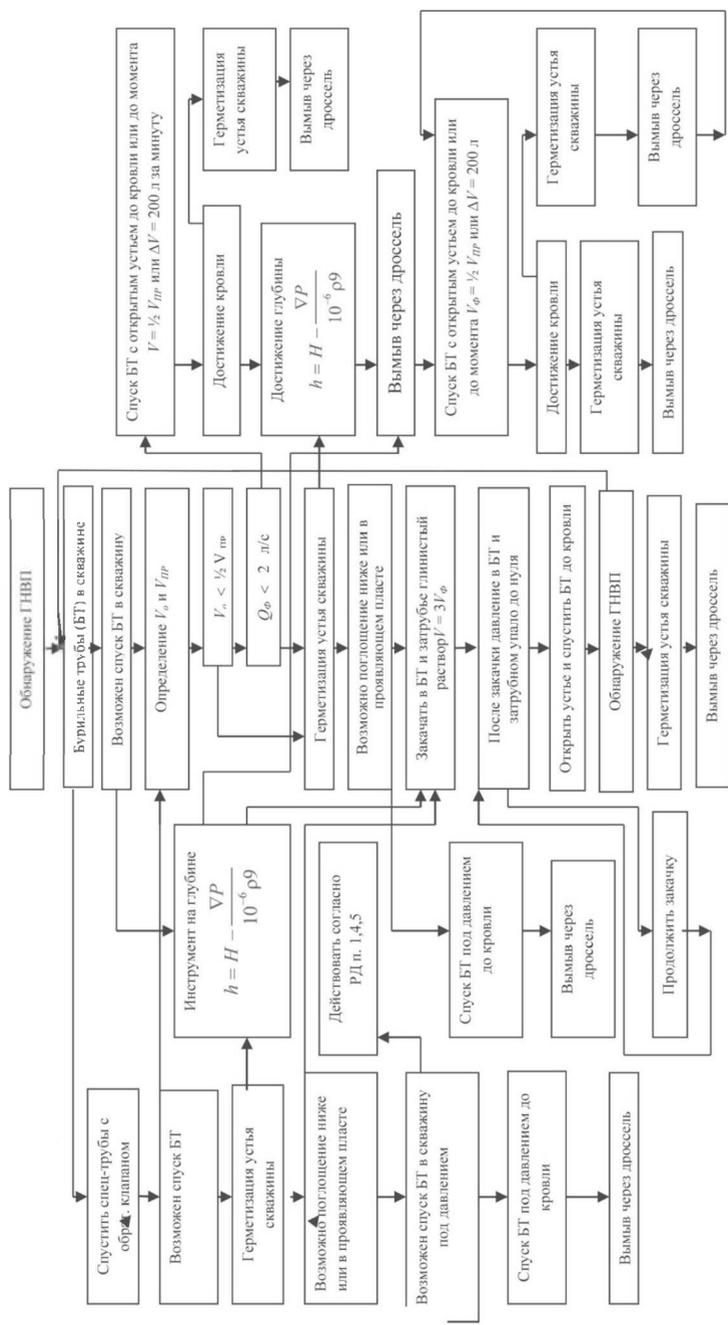


Рис. 2.11. Схема управления скважиной при ликвидации ГНВП, произошедшего во время СПО

Далее открывают превентор и пропускают долото до забоя, контролируя объем вытесняемой жидкости. Затем герметизируют скважину, определяют избыточное давление в трубах и затрубном пространстве, если они есть, а также объем поступающего пластового флюида (объем поглощенного бурового раствора).

Затем приступают к вымыву пластового флюида с минимальной подачей насоса, не допуская поглощения бурового раствора. Вымыв пластового флюида считают законченным, если циркуляция длилась не менее одного цикла, а плотность выходящего бурового раствора постоянна и соответствует ее значению до возникновения ГНВП.

9. При бурении отложений, содержащих сероводород, после спуска буровой колонны и герметизации устья сразу же приступают к задавливанию обратно в пласт максимально возможного количества поступившего пластового флюида.
10. Спуск труб в скважину под давлением через противовыбросовое оборудование проектируют до момента вскрытия проявляющего пласта. Это делают в целях подготовки необходимого оборудования и обучения буровой бригады. Такую операцию проектируют, если невозможно воспользоваться вышеуказанными приемами (например, в разрезе открытой части скважины отсутствуют пласты, способные поглощать небольшие избыточные давления).

Для предохранения уплотнительного элемента универсального превентора используют трубы с замками, у которых переход гладкой части трубы на наружный диаметр замка имеет конус с углом до  $18^\circ$ .

Установка регулятора давления станции управления превенторами должна быть снижена до минимального давления (2,0–3,0 МПа), чтобы свести к минимуму вероятность нарушения уплотнительного элемента, допуская небольшую утечку жидкости при прохождении через резиновый элемент замкового элемента.

Спуск труб под давлением помимо буровой вахты ведут специально обученные люди. После допуска буровой колонны на заданную глубину восстанавливают циркуляцию, вымывают пластовый флюид и закачивают буровой раствор нужной плотности.

Спуск труб под давлением требует установки в компоновке буровой колонны обратного клапана. Обратный клапан устанавливают над долотом, если предполагается, что такой спуск технологически будет необходим.

При недостаточности веса труб их необходимо будет принудительно проталкивать, для чего применяют специальные установки гидравлического или канатного типа.

## 2.12. Ликвидация ГНВП в осложненных условиях

Особые или осложненные ситуации при газонефтеводопроявлениях могут возникнуть в результате:

- поступления в скважину пластового флюида в объеме, превышающем предельное значение;
- ошибки в оценке пластового давления, в результате чего градиент пластового давления может превышать градиент гидроразрыва пород на слабом участке скважины;
- нарушения целостности обсадной колонны;
- поступления в скважину кислых газов, таких как сероводород, углекислый газ и др.;
- закупорки насадок долота, засорения шлангом дросселей, необходимости промывки резьбы бурильных труб и т. д.

Осложнения, вызванные газонефтеводопроявлениями, приводят к возникновению нестандартных ситуаций и необходимости поиска своеобразных решений, что встречается довольно часто. Более того, имеющиеся сведения говорят о том, что наличие условий для применения классических способов глушения с уравновешенным пластовым давлением является относительно редким явлением. Каждое проявление в той или иной степени индивидуально по своему характеру и поэтому не похоже на другое.

Наиболее серьезные проблемы контроля в проявляющихся скважинах связаны с гидравлическим разрывом слабых формаций, сопровождающимся поглощением бурового раствора и перетоками пластовых флюидов. В определенных случаях возможно распространение трещины гидроразрыва до поверхности вдоль обсадной колонны с последующим образованием грифонов.

При поглощении нарушается связь между давлением в бурильных трубах и кольцевом пространстве. А в результате теряется возможность судить о ситуации в скважине. Нагнетание утяжеленного раствора через бурильные трубы не облегчает ситуацию в кольцевом пространстве, если раствор уходит в поглощающую зону. Первоначальный раствор, чаще всего газированный, остается в кольцевом пространстве выше зоны поглощения, и всплывающий газ вносит серьезные искажения в оценку реальной обстановки.

Ликвидация осложнения, связанного с ГНВП, должна основываться на соблюдении правила уравновешенного пластового давления. Отступления от этого правила, связанные с обстоятельствами (например, из-за опасения поглощения) допускаются, но должны быть кратковременными, чтобы минимизировать объем поступления пластового флюида.

### 2.12.1. Долото на забое, циркуляция невозможна, нет клапана: классический метод стравливания

Нередко сразу после поступления пластового флюида, например, из-за осыпей, теряется циркуляция, и нет возможности ее возобновить.

Если газ находится в кольцевом пространстве при закрытой скважине, он направляется к поверхности: давление выпящается во всех точках скважины. Чтобы не допустить гидроразрыва в зоне открытого ствола, необходимо стравливать давление.

Всякий раз, как такие данные будут получены по показаниям манометра на бурильных трубах, понадобится осуществить **классический метод стравливания**.

При стравливании раствора из кольцевого пространства достаточно поддерживать **в бурильных трубах на устье** повышенное давление при закрытой скважине с возможным небольшим запасом безопасности ( $\Delta p_{\text{репрес}}$ ).

Когда показания манометров стабилизируются, и газ начинает выходить из скважины, нужно немедленно закрыть скважину и оставить ее под давлением до решения проблемы циркуляции (или использовать метод поэтапного замещения газа под превентором раствором).

Именно находящийся в скважине газ, исполняющий роль аккумулятора давления, помогает поддерживать забойное давление. Если забойное давление упадет, то из пласта вновь начнет поступать флюид.

#### **Стравливание с измерением объемов**

Это стравливание используется, когда:

- пластовый флюид является сжимаемым и способен мигрировать;
- долото далеко от забоя или долото на забое и нет возможности определить давление в бурильной колонне.

#### Принцип

Базовый принцип тот же, что и для других методов: работа при  $p_{\text{заб}} = p_{\text{пласт}} + \Delta p_{\text{репрес}}$ . Для этого нужно стравливать определенный объем бурового раствора с регулярными интервалами, чтобы нейтрализовать повышение давления вследствие миграции газа при закрытой скважине.

#### Процедура

Общие правила таковы:

- установить запас безопасности  $\Delta p_{\text{репрес}}$  относительно  $p_{\text{пласт}}$  и рабочую степень давления  $\Delta P$ ;
- рассчитать объем бурового раствора  $V_1$ , который соответствует гидростатическому давлению  $\Delta P$ ;
- позволить давлению при закрытой скважине повыситься до значения  $p_{\text{кп2}} = p_{\text{кп1}} + \Delta p_{\text{репрес}} + \Delta P$ , что даст на забое  $p_{\text{заб}} = p_{\text{пласт}} + \Delta p_{\text{репрес}} + \Delta P$ ;
- стравить объем  $V_1$ , сохраняя **постоянным**  $p_{\text{кп2}}$ ;

- позволить давлению в кольцевом пространстве при закрытой скважине повыситься до  $p_{кп2} = p_{кп1} + \Delta P$ , затем стравить тот же объем  $V_1$ , сохраняя **постоянное**  $p_{кп2}$ ;
- действовать таким же образом до появления газа под ПВО.

*Примечание:* для данного значения  $\Delta p$  объем  $V_1$  будет меняться вместе с положением «пузыря» в скважине (изменение удельного объема кольцевого пространства).

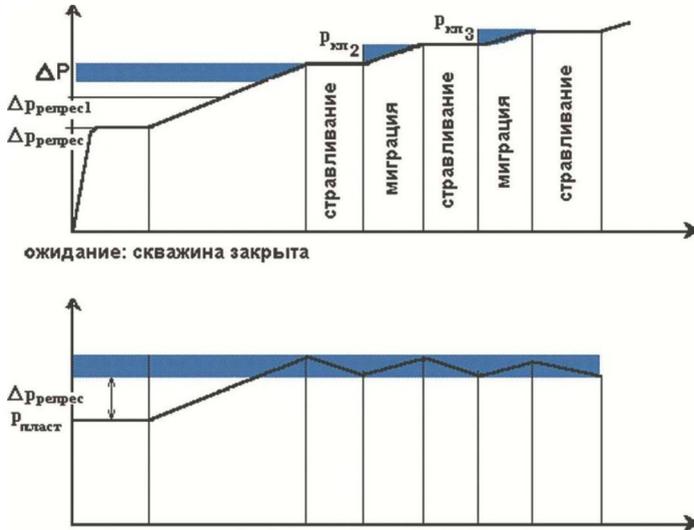


Рис. 2.12. Изменение давления в кольцевом пространстве и забойного давления

### 2.13. Пример возникновения и преодоления осложнения, связанного с ГНВП

#### Обстоятельства осложнения

При глубине забоя 4 623 м на скважине в Западной Сибири 07.07.06 произошло осложнение, вызванное поступлением пластового флюида в ствол скважины, которое, естественно, не предусматривалось принятой технологией бурения на репрессии.

В процессе последующих довольно длительных работ ситуация на скважине усугублялась из-за увеличивающегося поступления пластового газа и прекращения циркуляции. Давление в затрубном пространстве составило 47 МПа. Шаровой кран на трубах был закрыт, верхний на силовом приводе отказал и также находился в закрытом состоянии. Давление в трубах, таким образом, оказалось неизвестным.

Конструкция скважины на момент осложнения представлена на рис. 2.13

Работы велись в обсадной колонне диаметром 245 мм, спущенной на глубину 3637,5 м, и в хвостовике диаметром 193,7 мм, перекрывшем интервал 3349–4300 м (длина интервала 951 м). После цементирования 245 мм обсадная колонна была опрессована на 58 МПа. После спуска хвостовика ее вновь опрессовали поинтервально: 0–1744 м совместно с ПВО на воде — давлением 67,4 МПа, 0–3100 м — давлением 58,1 МПа, и наконец, 0–4260 м — на буровом растворе 1,84 г/см с давлением 17,2 МПа.

После первого долбления в интервале 4300–4358 м прямым инструментальным замером определено пластовое давление, которое составило 90,8 МПа (градиент пластового давления 0,0208 МПа/м = 0,212 кгс/см<sup>2</sup>/м).

Последнее долбление осуществлялось долотом 158,3 МСЗ-ГАУ R147A на буровом растворе плотностью 2,2 г/см<sup>3</sup> (остальные технологические показатели: УВ-60 с., СНС-21,6/27,3 Па, В-5,2 см<sup>3</sup>/30 минут, РН = 9,68,  $\eta$  = 54 МПа·с;  $\tau$  = 22,4 Па). Тип раствора — полимерлигно-сульфонатный. Компоновка бурильной колонны снизу вверх: УБТ120,6 — 187,2 м, ТБПВ102 — 1185 м и ТБПК127 — остальная часть. Промывка велась одним насосом с подачей 12 л/с и давлением на стояке 10,0 МПа, расчетные гидравлические потери в кольцевом пространстве составляли 0,6 МПа. Таким образом, забойное давление при углублении скважины составляло 100,3 МПа, а репрессия на пласт — 4,14 МПа; при отсутствии циркуляции репрессия снижалась до 3,54 МПа. Расчетное гидродинамическое давление при подъеме бурильной колонны от забоя составляло 5,65 МПа, то есть при подъеме создавалась депрессия в 2,15 МПа. Этим можно объяснить появление разгазированного бурового раствора даже во время углубления, когда периодически отрывали долото от забоя.

Вскрываемый пласт юрских отложений представлен мелкозернистым песчаником слабой крепости с пропластками аргиллита (по данным отбора шлама). На глубине 4623 м было отмечено резкое уменьшение объема бурового раствора в рабочих емкостях. За 30 минут скважина поглотила 8,3 м<sup>3</sup>, и выхода бурового раствора на устье не наблюдалось. При подъеме инструмента с забоя имели место затяжки до 20 т, расхаживание и поглощение продолжалось (4 м<sup>3</sup> за 10 минут). Во время подъема бурильной колонны в бапмак 194 мм хвостовика долив составил 9 м<sup>3</sup> при расчетном показателе в 1,55 м<sup>3</sup>. После десятичасового технологического отстоя циркуляцию восстановили и далее вели промывку с подачей 8 л/с.

После трех часов промывки (объем прокачки — 86,4 м<sup>3</sup>) замечено поглощение и выход на устье разгазированного бурового раствора плотностью 2,06 г/см<sup>3</sup>.

В течение одного часа скважина поглотила 34 м<sup>3</sup> раствора. К моменту начала увеличения объема в емкостях скважина поглотила 42 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью 2,2 г/см<sup>3</sup>. Началось увеличение объема в приемной емкости, и после того как приток составил 9 м<sup>3</sup>, превентор закрыли, но продолжали

промывку без противодействия, то есть с полностью открытым дросселем. Объем притока достиг 22 м<sup>3</sup>, закрыли штуцерную батарею, и давление в обсадной колонне достигло 15 МПа.

Схема скважины N 2099 Хальмергаутинского д.у.  
(на 08.02.2006г.)

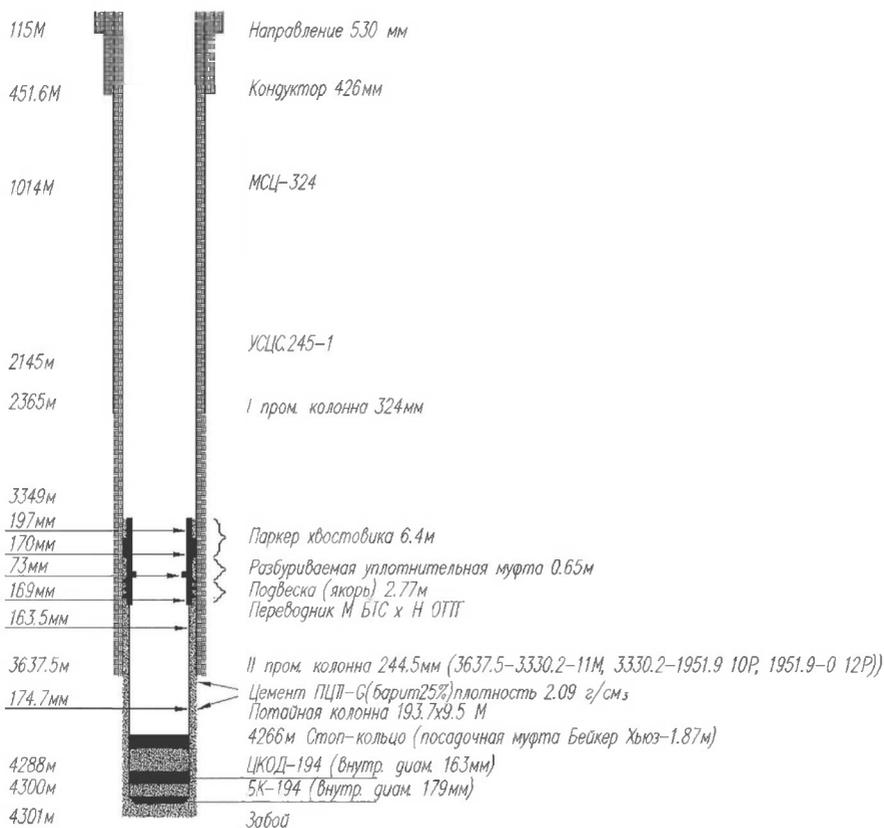


Рис. 2.13. Конструкция скважины

Дальнейшие работы на скважине привели к тому, что была потеряна циркуляция. А давление в затрубном пространстве, то есть под плашками нижнего превентора, поднялось до 47,0 МПа, а после того как было просверлено отверстие диаметром 35 мм в теле бурильной трубы под нижним шаровым краном, в трубах было зафиксировано давление в 39,5 МПа. Сверлили отверстие в трубе потому, что отказал верхний предохранительный клапан верхнего силового привода.

Таким образом, повторилась классическая ситуация. По мере углубления скважины по пласту большой толщины с хорошей гидравлической связью по вертикали пластовое давление увеличивается на величину, равную  $\rho \cdot h \cdot g$  (где  $\rho$  — плотность пластового флюида  $\text{кг/м}^3$ ,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ,  $h$  — расстояние от кровли пласта до рассматриваемого сечения, м), в то время как градиент пластового давления соответственно снижается, а также соответственно уменьшается градиент гидроразрыва пласта, или градиент поглощения, что в данном случае привело к забойному поглощению бурового раствора. Из-за снижения давления на кровлю пласта в результате поглощения начался приток пластового флюида (газа) в ствол скважины.

Дальнейшие работы свелись к снятию избыточного давления в трубах и затрубном пространстве. Это удалось сделать, последовательно стравливая газ и газожидкостную смесь и закачивая в трубы и затрубное пространство буровой раствор плотностью  $2,2 \text{ г/см}^3$ . Связь с проявившим пластом не наблюдалась. В конце концов, давление и в трубах, и в затрубном пространстве удалось снизить до нуля. И течение последующего времени давление не изменялось.

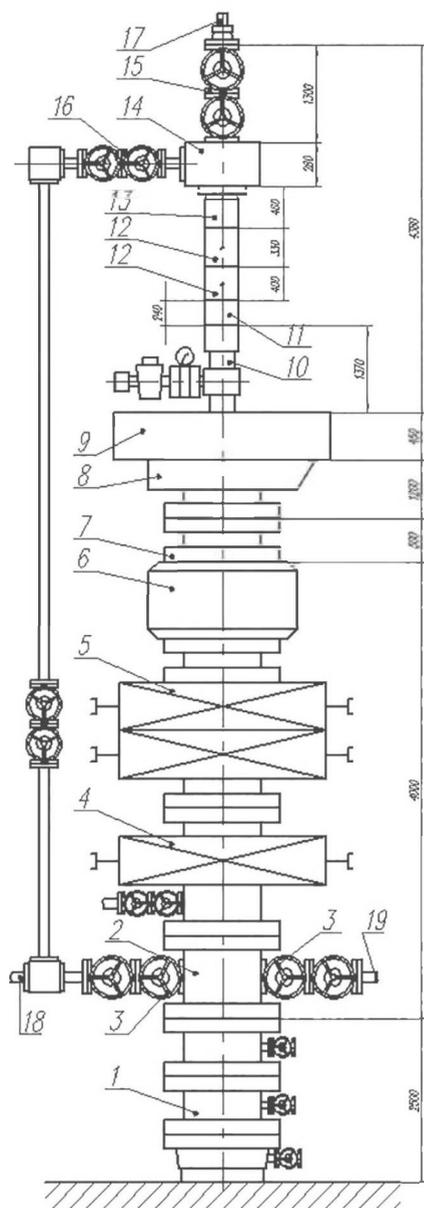
У снятого шарового крана оказалась размыта сфера и нарушена прижимная верхняя пружина. Дистанционный кран (на рабочее давление — 35 МПа) также вышел из строя из-за несоответствия создававшемуся давлению в скважине.

Для обеспечения безопасности проводимых работ устье скважины было оборудовано дополнительной запорной арматурой, см. рис. 2.14.

Положение бурильной колонны в скважине показано на рис. 2.15.

Осложнения при бурении в виде проявлений и поглощений бурового раствора начались сразу же при выходе из-под башмака 194 мм хвостовика. На глубине 4569 м он сопровождался затяжками и посадками бурового инструмента. Поступление пластового флюида начиналось сразу же после начала подъема долота. Из-за потери равновесного состояния «скважина — пласт» произошло обрушение ствола, а породу за счет потока газожидкостной смеси подняло в обсаженную часть ствола. Поэтому последующие работы по ликвидации осложнения обусловили проработку в хвостовике в интервале 3840–4300 м, что сопровождалось выносом шлама. Ствол скважины восстановили его проработкой и поднятием плотности бурового раствора с 2,12 до  $2,2 \text{ г/см}^3$ .

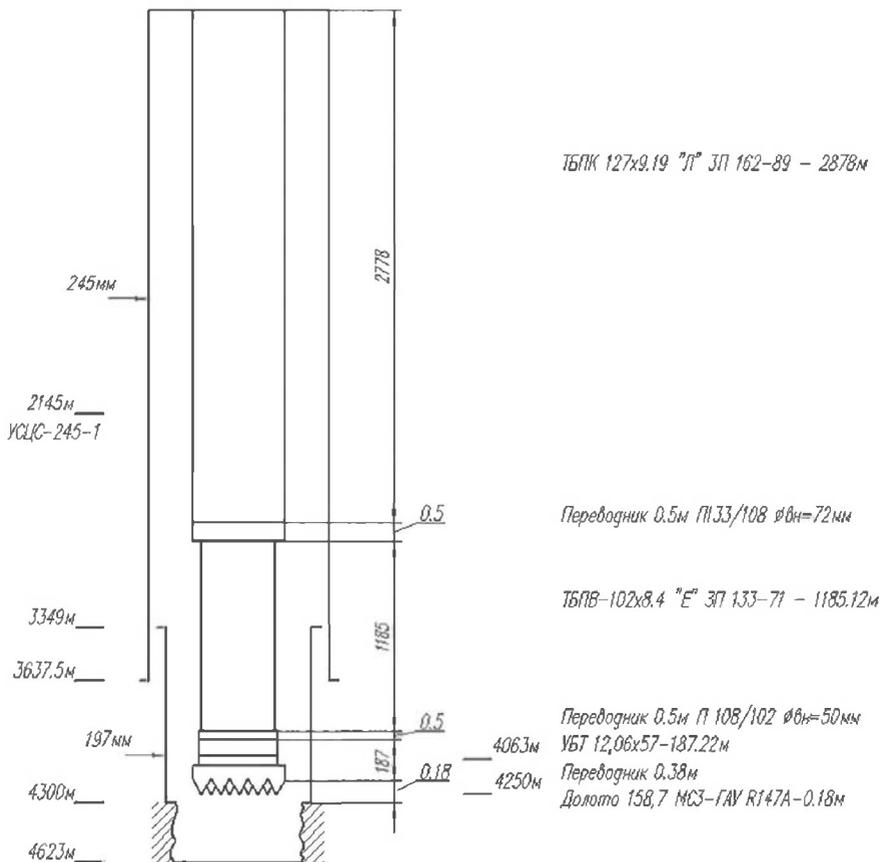
Обрушение ствола скважины произошло и при ликвидации осложнения, произошедшего при забое глубиной 4623 м, что и явилось причиной закупорки долота и затрубного пространства. Сопоставление объемов, закачиваемых в трубы и в затрубное пространство, с ростом давления через коэффициент объемного сжатия указывает на то, что пробки могли образоваться по стволу скважины в результате выпадения барита и кристаллизации газоконденсатного флюида из-за изменения температурного режима.



1. Колонная головка.
2. Крестовина.
3. Гидрозадвижки.
4. Привентор с трубными плашками под  $\phi 127$  мм.
5. Блок привенторов, верхние плашки под  $\phi 127$  мм, нижние срезные.
6. Универсальный привентор.
7. Надпривенторная катушка.
8. Разъемный желоб.
9. Ротор.
10. Труба бурильная  $\phi 127$  мм.
11. Переводник.
12. Краны шаровые.
13. Переводник.
14. Тройник.
15. Задвижки 80x700.
16. Задвижки 65x700.
17. Линия на тампонажный агрегат.
18. Линия на блок дросселирования.
19. Линия на блок глушения.

Рис. 2.14. Оборудование устья скважины

Скважина 2099  
Хальмерляутинского л.у.  
(в.в.2007г.)



**Рис. 2.15. Положение бурильной колонны в скважине**

### Ликвидация осложнения

Спуск прибора в колонну диаметром 127 мм показал, что пробка оказалась на глубине 630 м. Давление в трубах и заколонном пространстве не менялось более года.

На совещаниях в ООО «БК "Евразия"» приняли решение о разработке дополнительного проекта для ликвидации осложнения на глубине 4300–4623 м.

### Конструкция скважины

По основному проекту планировалось эксплуатационную колонну, состоящую из обсадных труб двух диаметром соответственно 139,7 и 127 мм, спустить до глубины 5400 м. Но в связи с тем, что фактические геологические условия оказались от отличными от проектных решений, потребовалось изменить проектную глубину спуска эксплуатационной колонны.

Поэтому уточнили по имеющимся фактическим данным величины пластовых давлений и давлений гидроразрыва пластов.

Пластовое давление замерили в процессе проводки скважины в интервале 4300–4358 м — оно составило 90,8 МПа. Была установлена гидродинамическая связь по пластам по вертикали, и на этом основании рассчитали, как изменится пластовое давление с глубиной:

$$P_{пл.4632} = P_{пл.4325} + \rho \cdot g \cdot h \cdot 10^{-6} = 90,8 + 300 \cdot 9,8 \cdot 300 = 91,68 \text{ МПа},$$

где  $\rho$  — плотность флюида (газа) в пластовых условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 $h$  — расстояние от кровли пласта до рассматриваемого сечения, м.

Таким образом, градиент пластового давления на глубине 4632 м был равен 0,0198 МПа/м.

Градиент гидроразрыва пласта можно оценить, основываясь на фактических данных, по известной зависимости:

$$P_{зрп} = \frac{P_z + P_{кп}}{H} = \frac{9,8 \cdot 2200 \cdot 4623 \cdot 10^{-6} + 0,6}{4623} = 0,0217 \frac{\text{МПа}}{\text{м}},$$

где  $P_{зрп}$  — градиент гидроразрыва пласта, МПа/м;  
 $P_z$  — гидростатическое давление столба бурового раствора, МПа;  
 $P_{кп}$  — гидравлические потери в кольцевом пространстве при подачи 12 л/с, МПа;  
 $H$  — глубина залегания пласта, м.

При полном замещении бурового раствора газом и закрытом устье определили нагрузки под башмаком хвостовика (диаметром 194 мм) — 90,5 МПа, а с учетом коэффициентом безопасности  $k_6 = 1,09$ –95,1 МПа; максимальное ожидаемое давление на устье — 64 МПа.

Эксплуатационная колонна состояла из двух обсадных труб диаметром 139,7 мм от устья до потайной колонны и 127 мм — до проектной глубины 4623 м.

Буровой раствор — полимерлигносульфанатный хлоркалийевый утяжеленный плотностью 2,15 г/см<sup>3</sup>. Необходимый объем раствора для проведения всех работ на скважине — 180 м<sup>3</sup>.

Но для проведения работ по восстановлению проходимости в бурильной колонны 127 мм диаметром решено было применить раствор кальция бромида (CaBr<sub>2</sub>) плотностью 1700 кг/м<sup>3</sup>. Раствор кальция бромида представляет собой ньютоновскую жидкость с динамической вязкостью в пределах

6,0–15,0 МПа. Его применение позволит более успешно вести работы по замещению всплывающего газа на раствор. Гидродинамические расчеты показали, что вскрытие первой и последующих пробок станет возможным, когда обнаружится связь с пластом, появится избыточное давление на устье закрытой скважины при работе с раствором как плотностью 2250, так 1700 кг/м<sup>3</sup>. Поэтому предпочтение отдали раствору CaBr<sub>2</sub>.

При необходимости заглушить скважину на поглощение это можно сделать после перевода раствора бромида кальция на буровой раствор плотностью 2250 кг/м<sup>3</sup>.

Для восстановления проходимости в бурильной колонне диаметром 127×102 мм было предложено составить компоновку вспомогательной бурильной колонны, состоящей из безмуфтовых бурильных труб диаметром 63,5; 55,0 и 43,5 мм. Предложено заводу бурового оборудования изготовить, а буровой компании согласно расчетам на прочность предусмотреть закупку:

- труба П 43,5×4,5 Н 4,7 ТУ368 – 700 – 01423949 – 01 – 2250 м;
- труба П 55×6 Н 6 ТУ368 – 700 – 01423949 – 01 – 1000 м;
- труба П 63,5×6 Н 6 ТУ368 – 700 – 01423949 – 01 – 2250 м.

В проекте предложено оборудовать устье скважины для спуска вспомогательной бурильной колонны (см. рис. 2.14).

На бурильную трубу диаметром 127 мм ставится переводник с фланцем, на котором установлена крестовина с отводами, на каждом по две задвижки 65×700. Один отвод соединен с блоком дросселирования, как показано на рис. 2.14, а второй — с обратным клапаном для подсоединения тампонажного агрегата.

На крестовину монтируется комплект для спуска труб под давлением КОПС-80×70, представленный превентором ПМ2-80×70, герметизирующей головкой ГГ-80×70, катушкой шплисовой КШ33-63/80, хомутами с натяжным роликом и стропами.

Согласно проекту при проведении промывочных операций с одновременным продвижением труб вдоль уплотнительной манжеты оптимальным пределом величины давления является 5,0 МПа, но допускается и более высокое давление, вплоть до рабочего, с учетом более интенсивного износа уплотнительной манжеты.

*Программа работ по ликвидации осложнения.* В компоновку вспомогательной бурильной колонны диаметром 63,5 мм входит гидромониторное устройство диаметром 64 мм. Параметры спуска колонны, режим периодических промывок с поддержанием температуры раствора на уровне 60 °С, способ контроля количества газа и изменения уровня в приемной емкости были регламентированы.

Режим размыва и вымыва пробок должен был проходить при нагрузке не более 0,5 т с начальной подачей насоса 8 л/с.

Программа работ включала удержания труб газа от выталкивания при включении газа в работу. Рассчитана выталкивающая сила по формуле:

$$F = P \cdot S,$$

где  $P$  — внутреннее давление (давление под плашками превентора);  
 $S$  — площадь поперечного сечения трубы.

На колонну труб диаметром 63,5 мм с установленным обратным клапаном будет действовать выталкивающая сила в зависимости от внутреннего давления:

$$100 \text{ кг/см}^2 \times 31,65 \text{ см}^2 = 3165 \text{ кг};$$

$$200 \text{ кг/см}^2 \times 31,65 \text{ см}^2 = 6330 \text{ кг};$$

$$300 \text{ кг/см}^2 \times 31,65 \text{ см}^2 = 9496 \text{ кг}.$$

Нейтральная глубина нахождения колонны труб диаметром 63,5 мм, при которой вес колонны будет равен выталкивающей силе, рассчитывается по формуле:

$$L_{\text{нейт.}} = F / q_{\text{жс}}$$

Нейтральная глубина при внутреннем давлении в 100 кг/см<sup>2</sup> будет составлять 405 м, соответственно при давлении 200 кг/см<sup>2</sup> — 800 м и при давлении 300 кг/см<sup>2</sup> — 1202 м.

Ожидается газовое проявление на глубине 630 м после размыва кристаллогидратной пробки. Вес колонны труб на этой глубине равен 7,9 кг/м × 630 м = =4 977 кг, а с учетом веса жидкости в трубах — 5 761 кг. В случае связи с пластом давление в скважине может достигнуть 300 кг/см<sup>2</sup>, тогда сила, требуемая для удержания колонны труб, равна 300 кг/см<sup>2</sup> × 31,4 см<sup>2</sup> = 5761 кг, то есть 10 064 кг.

Рассчитана критическая нагрузка на трубы диаметром 63,5 мм при за- талкивании в скважину (5), вызывающую продольный изгиб для безопорной части трубы длиной 1,5 м (согласно возможностям КОПС).

Работы по восстановлению проходимости в бурильных трубах диаметром 127×102 мм и растеплению пространства в интервале 0–4250 м включают в себя последовательный спуск вспомогательной бурильной колонны с гидромониторным устройством диаметром 64 мм и насадкой диаметром 12 мм.

Параметры спуска, режим периодических промывок с поддержанием температуры раствора на уровне 60 °С, порядок контроля за поступлением газа регламентировался проектом работ. Режим размыва и вымыва пробок осуществлялся при нагрузке не более 0,5 т и подаче насосов 8 л/с.

При появлении газа программа работ предусматривала удержание труб от выталкивания.

Возможное развитие событий при размыве пробки на глубине 630 м предполагалось оценивать по давлению на устье. Если избыточное давление в затрубном пространстве 103×63,5 мм не превысит 2,0–4,0 МПа это будет означать, что под пробкой скопился остаточный газ, и нет связи с поддолотным

пространством. Продолжающееся увеличение избыточного давления вплоть до 30,0 МПа и более будет свидетельствовать о том, что имеется связь с проявившимся пластом.

При наличии связи устья с пластом в сложившейся ситуации следует приступить к задавке скважины на поглощение. Режим задавки планировался следующий: подача насоса 2–3 л/с одновременно в трубное и затрубное пространство 127×63,5 мм; объем закачки — не менее 30 м<sup>3</sup> при давлении, не превышающем 0,8  $P_{опр}$ . Трубы от выталкивания следовало удерживать с помощью установки КОПС. Задача скважины контролировалась по объему закачиваемой жидкости и снижению давления на насосном агрегате. Задавку следовало считать завершённой при отсутствии давления в трубах и затрубном пространстве.

При отсутствии приемистости нужно было приступить к длительной работе по последующему замещению всплывающего газа на раствор. В качестве раствора предлагалось использовать истинный раствор бромиды кальция, в котором всплытие будет происходить беспрепятственно. Режим замещения предполагал фиксирование давления на устье; после того как давление возрастет на 2,0–3,0 МПа следовало сравнить давление ниже первоначального на 1,0 МПа, затем сразу же приступить к закачке буровой жидкости с замером ее объема, не превышая первоначально зафиксированного давления. По мере замещения пластового газа на раствор избыточное давление должно было снижаться.

При стабилизации давления в затрубном пространстве и при наличии газа следовало приступить к восстановлению циркуляции, поддерживая давление на насосе равным  $P_n + P_{изб.в.трубах}$  используя регулируемый дроссель. Необходимо было вести промывку до окончательного вымыва газа и выравнивания по плотности заканчиваемого и выходящего раствора.

Связь с пластом может быть обнаружена под каждой последующей пробкой. Работы по восстановлению ствола должны были продолжаться по вышеописанной технологии.

Подъем вспомогательной буровой колонны (например, для изменения конструкции самой колонны) следовало начинать только при отсутствии каких-либо признаков газопроявлений, и с обязательным тщательным контролем за доливом скважины.

При производстве работ во избежание оседания шлама или при увеличении сил сопротивления следовало не прекращать периодическое расхаживание колонны. По мере увеличения глубины спуска колонны подача насоса должна была снижаться, ограничением являлось давление на насосе. На глубине 4050 м скважина промывалась с подачей 1,5 л/с при давлении  $P_n = 14,0$  МПа.

Далее следовало спустить вспомогательную комбинированную колонну 63,5×55×43,5 мм с гидромониторным устройством диаметром 51 мм с насадкой 12 мм. По мере приближения к долоту параметры промывки должны были выдерживаться следующими:  $Q = 1,2$  л/с,  $P_{нас} = 16,0$  МПа,  $t_{цикла} = 376$  мин.,  $W_{скв} = 27$  м<sup>3</sup>,  $V_{насадок} = 7$  л/с. Скважина должна заполняться буровым раствором плотностью 2,25 г/см<sup>3</sup>.

Работа с разогретым буровым раствором до 60 °С в бурильной колонне 127 мм диаметром активизирует разогрев гидратных пробок в межтрубном пространстве 245×127 мм, поэтому необходимо было постоянно вести наблюдение, и при начавшемся переливе следовало закрыть концевую задвижку на манифольде ПВО.

При росте давления свыше 10,0 МПа нужно было начать стравливать скопившейся на верхе газ с одновременной промывкой в 127×63,5 мм кольце с прогретым до 60 °С буровым раствором, чтобы избежать образования кристаллогидратной пробки.

По окончании сброса газа следовало зарегистрировать избыточное давление и сразу же приступить к закачиванию в затрубное пространство бурового раствора, не поднимая давления выше первоначального; далее зарегистрировать объем закаченного бурового раствора.

Затем требовалось продолжить управление процессом, поддерживая давление в затрубном пространстве 245×127 мм периодическими сбросами скопившегося наверху газа и закачкой бурового раствора.

Работы по контролю и управлением за давлением в затрубном пространстве 245×127 мм не должны прекращаться, так как возможно поступление новых порций газа из-под очередных разрушенных пробок.

Следовало поднять вспомогательную колонны, строго выдерживая режим подъема; замерять объем долива после подъема 100 м труб; сравнить объем долива бурового раствора с объемом поднятого металла и бурового раствора в виде пленки на внутренней поверхности труб; продолжить подъем труб при равенстве замеренных и рассчитанных объемов.

Далее нужно было переоборудовать устье скважины с целью работы с основной бурильной колонной, затем перейти на расхаживание 127×102 мм бурильной колонны с разгрузкой 50–60 т и натяжкой 50–60 т ССВ.

По вытяжке бурильной колонны расчетным путем следовало определить место прихвата, а затем выполнить работу с прихватопределеителем; провести АКЦ и СГДТ для определения мест образования баритовых пробок, их количества, протяженности и, возможно, степени уплотнения.

Работы по освобождению инструмента должны были производиться по дополнительному плану.

Работы по программе были успешно выполнены. В скважине были проведены намеченные испытания, позволяющие считать, что поставленные геологические цели достигнуты.

## 2.14. Противовыбросовое оборудование

Противовыбросовое оборудование ОП устанавливают на кондуктор и промежуточную колонну при углублении скважины и на эксплуатационную колонну при ее освоении. Кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны обвязывают между собой с помощью колонной головки.

Иногда на забивную трубу при бурении на море или на направление устанавливают диверторную систему при небольшой глубине высоконапорных горизонтов в разрезе.

Противовыбросовое оборудование, включающее ствольную сборку превенторов, манифольд (линии дросселирования и глушения), станцию гидроуправления, пульт дросселирования, трапно-факельную установку, выбирают с учетом конкретных горно-геологических условий для выполнения следующих технологических операций:

- герметизация устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;
- вымывание флюида из скважины;
- подвеска колоны бурильных труб на закрытый превентор;
- срезание бурильной колонны;
- контроль состояния скважины во время глушения;
- расхаживание бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;
- спуск или подъем части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье;
- отделение бурового раствора от газа и сжигание последнего.

#### **2.14.1. Выбор ОП**

Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки осуществляется на основании требований ГОСТ-13862-90 и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

Основными критериями выбора ОП являются:

- степень изученности геологического разряда, вскрываемого скважиной;
- пластовое давление;
- наличие в разряде коллекторов, содержащих воду, нефть и газ;
- избыточное давление на устье;
- содержание в пластовом флюиде сероводорода и углекислого газа;
- расположение скважин (на суше и на море).

Рабочее давление ОП и прочностные характеристики кондуктора и технических колонн определяются из условия герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения устьевого давления не менее чем на 10%, чтобы выполнить глушение скважины.

ГОСТом 13862-90 предусмотрено десять типовых схем обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием.

- Схемы № 1 и № 2 с механическим (ручным) приводом превенторов и устьевых задвижек предназначены для капитального ремонта скважин.

- Схемы № 3 и № 4, по которым предусматривается установка двух превенторов с дистанционным гидравлическим управлением и устьевых задвижек, предназначенных как для капитального ремонта, так и для строительства скважин.
- Схемы № 5 и № 10 предусматривают дистанционное гидравлическое управление с установкой трех или четырех превенторов, один из которых должен быть универсальным и использоваться, как правило, только при строительстве скважин.

При выборе типа и схемы противовыбросового оборудования руководствуются следующими положениями:

- два превентора (по схеме № 3 и № 4) устанавливаются на кондуктор или техническую колонну при вскрытии скважиной изученного разреза, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами с нормальным давлением;
- три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким давлением;
- четыре превентора устанавливаются в случае, если ожидается устьевое давление более 21 МПа или 35 МПа соответственно при установке превенторного оборудования на рабочее давление 35 МПа и 70 МПа.

Необходимость установки превентора со срезающими плашками определяется, если одновременно могут проявиться два фактора, а именно возможно избыточное давление на устье до 35 МПа и объемное содержание сероводорода до 6 %.

Четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях:

- а) вскрытия пластов с аномально высоким давлением и объемным содержанием сероводорода более 6 %, а также с наличием сероводорода до 6 % и избыточным давлением на устье более 35 МПа;
- б) использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении с герметизированным устьем (срезающие плашки могут быть заменены на глухие);
- в) строительства скважин на море.

Типоразмер стволовой сборки ОП по ГОСТу 13862-90 выбирается, по существу, по двум параметрам: проходному диаметру и ожидаемому максимальному устьевому (рабочему) давлению.

Применимость типовых схем ОП представлена в таблице 2.4.

Применимость типовых схем ОП

Условный проход ОП, мм	Рабочее давление ОП, мм	Типовая схема ОП									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100	14	X									
	21	X									
	35	X									
	70		X								
180	14	X									
	21	X	X								
	35	X	X								
	70		X	X		X	X	X	X	X	
230	105					X	X	X	X	X	X
	35			X		X	X	X	X	X	
	70					X	X	X	X	X	X
280	21			X		X					
	35					X	X	X	X	X	
	70					X	X	X	X	X	X
	105										
350	21			X		X					
	35					X	X	X	X	X	
	70					X	X	X	X	X	X
425	21			X	X	X					
	35			X	X	X	X	X			
476	35			X	X						
	70			X	X	X	X	X	X		
540	14			X	X						
	21			X	X						
680	7			X	X						
	14			X	X						

Примечания.

1. Знак «X» обозначает предпочтительное применение данной схемы для конкретного типоразмера ОП.

2. В ОП для ремонта с рабочим давлением 35; 70 и 105 МПа и для бурения с рабочим давлением 70 и 105 МПа допускается применение кольцевых превенторов с рабочим давлением соответственно 21,35 и 70 МПа с переходной фланцевой катушкой или с присоединительным фланцем, размеры которого должны соответствовать фланцу на рабочее давление ОП.

3. Схемы 1 и 2 предназначены для ремонта скважин с некоррозионной скважинной средой.

Основные параметры ОП и его составных частей должны соответствовать указанным в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Основные параметры ОП и его составных частей

Условный проход ОП, мм	Рабочее давление $P_p$ , МПа	Условный проход манифольда <sup>*</sup> , мм		Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3–10), МПа <sup>**</sup>	Наибольший диаметр трубы, проходящий с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
100	14 21 35 70	80	50, 65 80	16, 25, 32, 40	—
180	14 21 35 70 105				127
230	35 70				116
280	21 35 70 105				194
350	21 35 70				273
425	21 35				346
476	35 70				377
540	14 21				426
680	7 14				560

\* Допускается в ОП для бурения уменьшение условного прохода линий, соединяемых с дресселями, и линий глушения до 50 мм, увеличение условного прохода линий дресселирования до 100 мм. При этом условный проход боковых отводов устьевых крестовин должен быть не более условного прохода подсоединяемой линии и манифольда.

\*\* Допускается применять станции гидропривода с номинальным давлением из следующего ряда: 10,5; 14; 21; 35 МПа.

**2.14.2. Выбор противовыбросового оборудования при ремонте скважин**

Перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, фонтанирующие при пластовых давлениях ниже

гидростатического. Жидкость глушения выбирается согласно свойствам пласта с целью сохранения проницаемости призабойной зоны.

Скважина, в продукции которой содержится сероводород в количествах, превышающих ПДК, должна быть заглушена жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода.

Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения допускается на скважинах, оборудованных глубинными клапанами-отсекателями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины.

Разборка устьевого арматуры производится при наличии постоянного уровня жидкости в ней, отсутствия перелива жидкости или выделения газа.

Устье фонтанирующих скважин или скважин с пластовым давлением выше гидростатического на период ремонта должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. На скважинах, где исключена возможность газонефтепроявления (месторождения на поздней стадии разработки с давлением ниже гидростатического, аномально низкие пластовые давления на нефтяных месторождениях с незначительным газовым фактором и др.), разрешается вести ремонтные работы без превенторной установки. Оборудование таких скважин предусматривает применение подвешенного фланца с прикрепленным уплотнительным кольцом с задвижкой и патрубком под элеватор.

Схемы установки и обвязки противовыбросовым оборудованием во всех случаях разрабатываются организацией, проводящей работы, и согласовываются с территориальными органами технического надзора и противоданной службой, а также с заказчиком.

После установки противовыбросовое оборудование опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Количество превенторов, устанавливаемых на устье скважины при работе в эксплуатационной колонне, зависит от способа добычи (фонтанная или глубинно-насосная), дебита скважины и устьевого давления. Устье скважины следует оборудовать двумя превенторами при производстве ремонтных работ в эксплуатационной колонне на всех фонтанирующих скважинах, в том числе и на всех газовых. Один превентор монтируют на скважинах, эксплуатация которых велась глубинно-насосными установками, дебит которых был менее 100 т/сут, а пластовое давление — равным или ниже гидростатического.

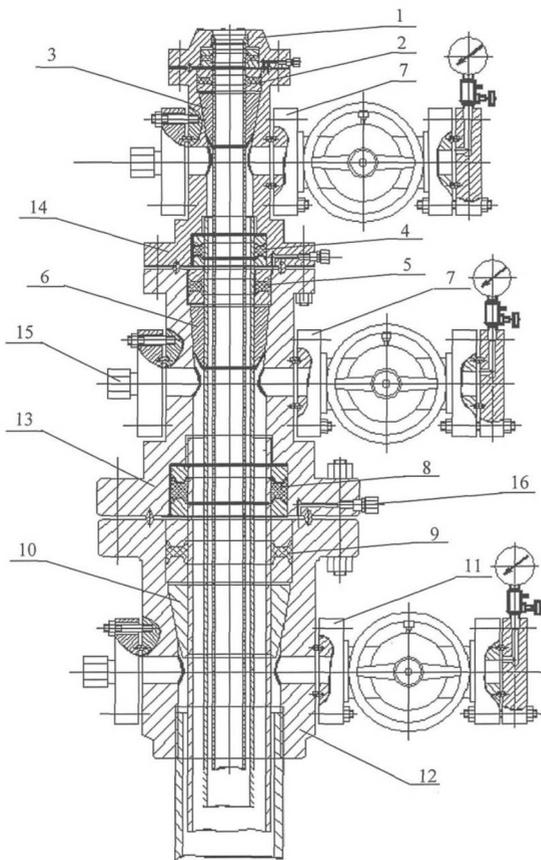
На скважинах при производстве перфорационных работ, где не предусматривается установка превентора или устанавливается один превентор, обязательна установка перфорационной задвижки.

При проведении целевой гидромеханической перфорации устье скважины вместо перфорационной задвижки должно быть оборудовано герметизирующим устройством, позволяющим расхаживать колонну насосно-компрессорных труб.

При работах, связанных с проводкой нового ствола, в том числе с забуриванием новых ответвлений, изменением конструкции скважины и ее назначения, выбор оборудования устья ОП должен осуществляться по условиям для бурящихся скважин.

### 2.14.3. Плашечные превенторы

Плашечные превенторы (ПП) предназначены для герметизации устья скважины на бурильных или обсадных трубах плашками соответствующего диаметра, герметизации устья скважины без инструмента, срезания труб, разгрузки бурильной колонны на плашки и удержания колонны от выброса (при возрастании давления в скважине). Превенторы устанавливаются на колонную головку (см. рис. 2.16) через крестовину.

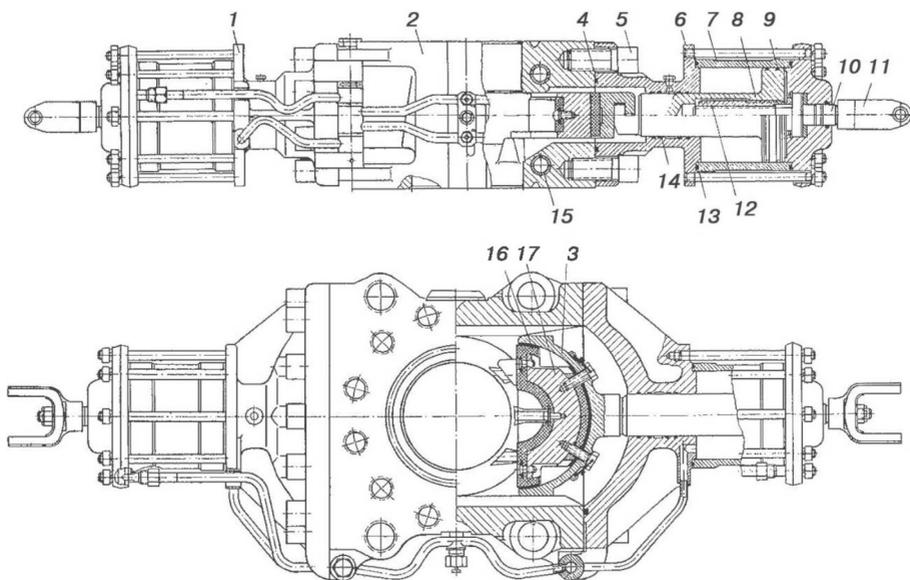


- 1 — крестовина фонтанной арматуры;
- 2, 4, 5, 8, 9 — пакеры, состоящие из двух стальных дисков и уплотнительной резины;
- 3, 6, 10 — клиновые подвески под размеры обсадных колонн;
- 7, 11 — манифольды верхнего, среднего и нижнего корпусов колонной головки для контроля затрубного пространства;
- 12 — нижний корпус колонной головки, монтируется на верхней трубе кондуктора на резьбе или сварке, рабочее давление 21 МПа;
- 13 — средний корпус колонной головки, рабочее давление 35 МПа;
- 14 — верхний корпус колонной головки, рабочее давление 35 МПа;
- 15 — резьбовая заглушка, здесь может быть подключена нагнетательная линия;
- 16 — спускные пробки для опрессовки пакеров

Рис. 2.16 Колонная головка ОКК3-35-140x245x324x426

Превенторы плашечные позволяют проворачивать и расхаживать колонну труб по гладкой части трубы.

Корпус ПШ является базовой деталью (см. рис. 2.17), изготавливается методом литья иликовки. По вертикали корпус имеет отверстие цилиндрической формы, а по горизонтали — прямоугольной; в нем по направляющим перемещаются плашкодержатели с плашками. Внутри в верхней части корпус имеет обработанную кольцевую поверхность, которая в паре с резиновым уплотнителем плашки обеспечивает герметизацию между плашкой и корпусом. Герметизация по вертикали между трубой и плашкой обеспечивается за счет резинового уплотнителя. Плашки трубные и глухие представлены на рис. 2.17.



**Рис. 2.17. Превентор плашечный**

- 1, 6 — гидроцилиндры; 2 — корпус; 3 — корпус плашки; 4, 9, 13, 14; 5 — винт;  
 7 — гидравлический цилиндр; 8 — поршень; 10 — валик шлицевой;  
 11 — вилка; 12 — втулка промежуточная резьбовая;  
 15 — паропровод; 16 — резиновый уплотнитель; 17 — сменный вкладыш

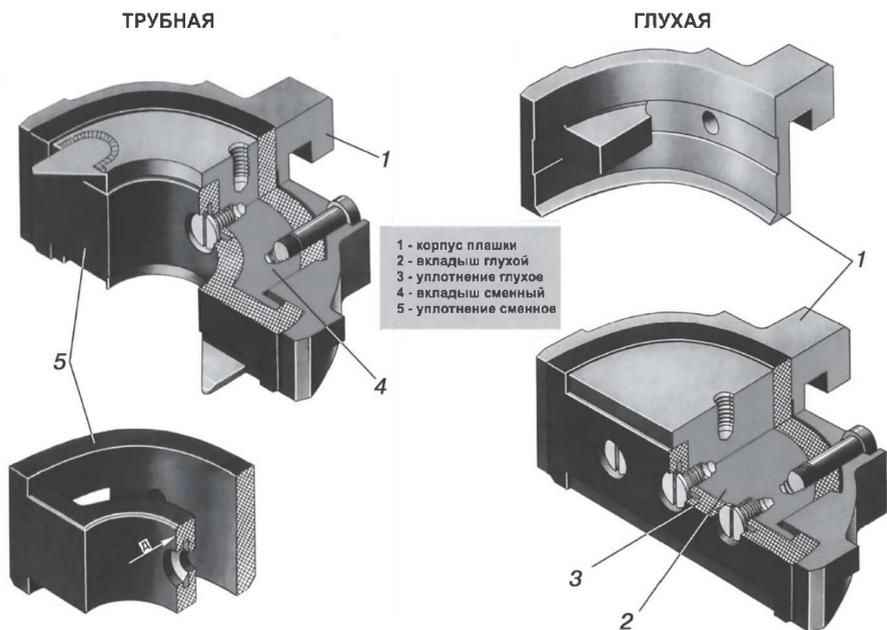
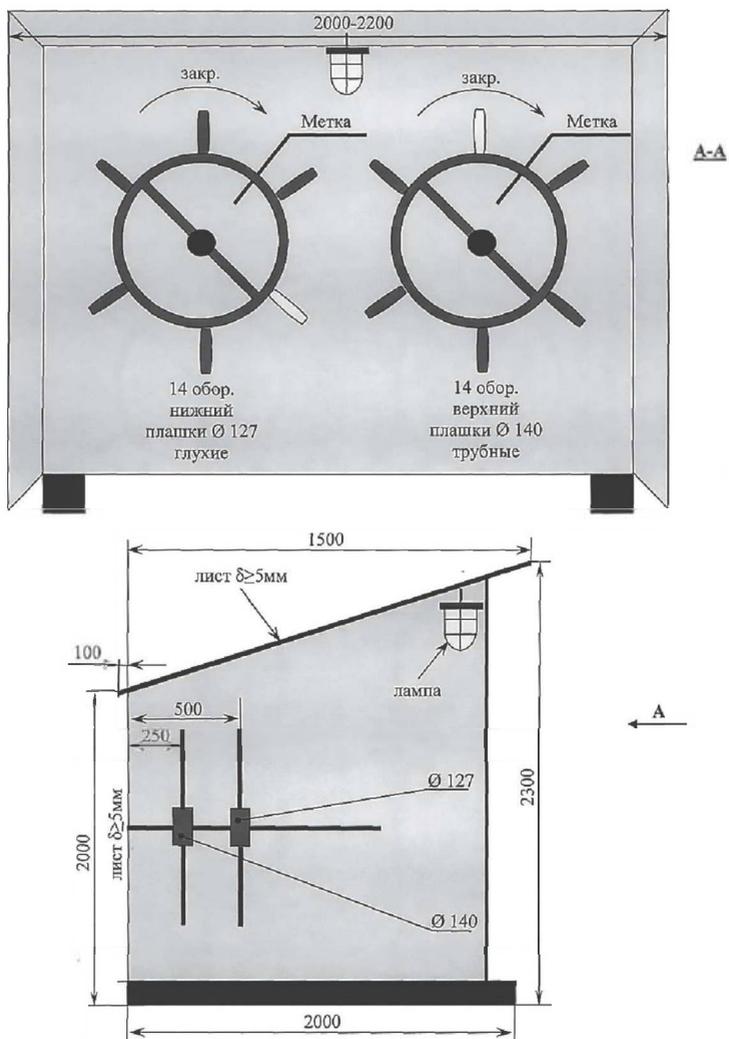


Рис. 2.18. Плашки превентора

При использовании плашечных превенторов для герметизации устья скважины необходимо знать следующие правила:

- плашечные превенторы — запорные устройства одностороннего действия, то есть они держат давление только снизу;
- их нельзя устанавливать на скважине в перевернутом состоянии, тогда они не удержат давление со стороны скважины;
- плашечные превенторы можно закрыть давлением гидравлической жидкости со станции управления вспомогательного пульта и вручную штурвалами; открыть их можно только давлением гидравлической жидкости, предварительно расфиксировав плашки при помощи штурвалов.

На наружной поверхности корпуса (на верхней и нижней плоскостях) вокруг вертикального отверстия имеются канавка под уплотнительное кольцо и глухие отверстия с резьбой под шпильки, которые обеспечивают возможность монтажа ПП на колонной головке и соединения между собой через катушку или крестовину.



**Рис. 2.19. Монтаж штурвалов ручного привода ПП и надписи на отбойных щитах**

К корпусу болтами крепятся боковые крышки с гидроцилиндрами, которые устанавливаются на шарнирных соединениях; через них производится подача жидкости в цилиндры — в полости открытия или закрытия.

При полностью открытом превенторе край уплотнения плашки должен утопать в проходном отверстии корпуса не менее чем на 5 мм.

Управление ПП гидроприводом осуществляется с основного или вспомогательного пультов. Гидравлическая жидкость под давлением из пневмогидроаккумулятора через распределители поступает в полость гидроцилиндра ПП, и поршень, и, соответственно, плашки перемещаются до обхвата тела трубы или схождения плашек при отсутствии трубы в скважине.

В случае падения давления в полости закрытия и последующего самопроизвольного открытия ПП предусматривается механическая фиксация плашек. Для этого необходимо вращать штурвалы ручного управления по часовой стрелке до упора и совмещения меток на валу штурвала и стенках отбойных щитов (см. рис. 2.19).

Ручной привод также предназначен для закрытия ПП. Им следует воспользоваться в случае неисправности гидросистемы. Для этого на пульте управления необходимо перевести соответствующий рычаг в положение «закрыто» (для сообщения полости на открытие с атмосферой). Для открытия ПП в этом случае (так же, как и после фиксации плашек в закрытом положении) необходимо вывернуть штурвалы против часовой стрелки до упора и открытие выполняется гидроприводом.

Перед монтажом плашечные превенторы (желательно собранные на крестовине и совместно с надпревенторной катушкой) должны быть опрессованы на специальном стенде на герметичность на рабочее давление с выдержкой не менее 10 минут. Падение давления не допускается. Результаты опрессовки оформляются актом.

При монтаже ПП должны быть обеспечены следующие требования:

1. Возможность полного открытия крышек для замены плашек (уплотнений) непосредственно на устье скважины.
2. Использование шпилек, металлических уплотнителей и др. только заводского исполнения.
3. Возможность прямолинейной прокладки валов ручного управления (угол отклонения вала от оси гидравлического цилиндра не должен превышать 8 градусов) и установки отбойных щитов в местах, где к ним будет обеспечен свободный доступ.

Валы ручного управления изготавливаются из насосно-компрессорных труб диаметром 60,3 или 73 мм. Отбойные щиты устанавливаются на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в доступных местах. Щит должен иметь освещение во взрывобезопасном исполнении. На стенке щита перед каждым штурвалом водостойкой краской должны быть нанесены стрелки направления вращения штурвалов, количество оборотов, необходимых для закрытия превентора.

4. Возможность прокладки гидравлических трубок от аккумуляторов к элементам противовыбросового оборудования. Трубки должны быть защищены от протирания, ударов и других видов повреждения.

### 2.14.4. Превенторы кольцевые (универсальные)

Превенторы позволяют герметизировать скважину на любой части буровой колонны, обсадных или насосно-компрессорных труб или при отсутствии труб.

При герметизированном устье кольцевой превентор обеспечивает расхаживание, проворачивание (на гладкой части трубы), протаскивание колонны труб с замковыми соединениями при наличии на них фасок под углом  $18^\circ$ . Схема работы универсального превентора представлена на рисунке 2.20.

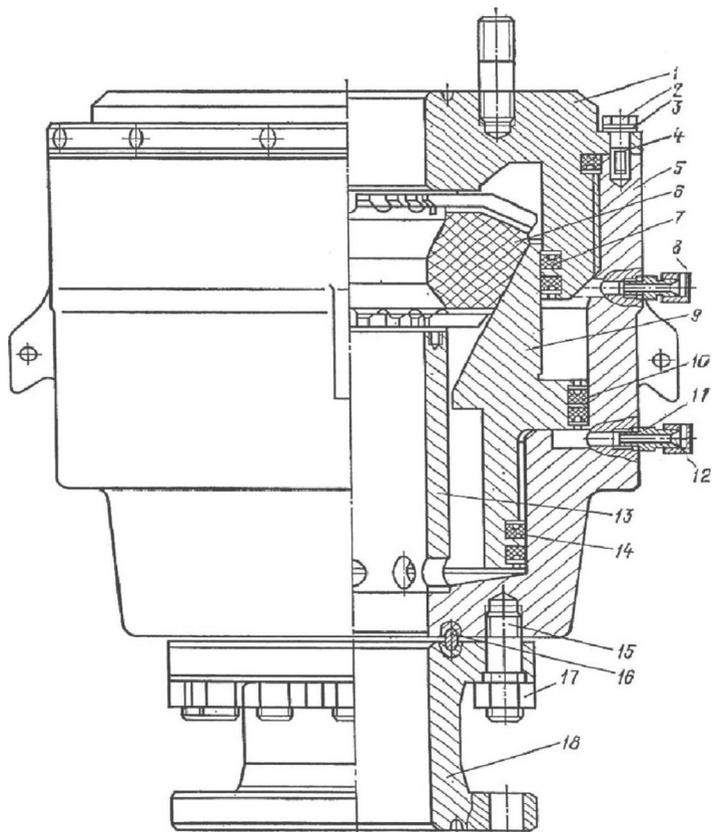


Рис. 2.20. Превентор универсальный гидравлический (ПУГ 230x350)

- 1 — крышка; 2 — болт стопорный; 3 — шайба; 4, 7, 10, 14 — манжеты;
- 5 — корпус; 6 — уплотнитель; 8 — заглушка;
- 9 — плунжер; 11, 16 — прокладки; 12 — штуцер;
- 13 — втулка; 15 — шпилька; 17 — гайка; 18 — катушка

Крышка наворачивается на корпус на прямоугольной резьбе. На боковой поверхности корпуса имеются резьбовые отверстия для подвода гидравлической жидкости на закрытие и открытие. В нижней части корпуса расположена полость для обогрева.

Уплотнитель — массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками таврового сечения, придающими ему жесткость и предохраняющими от вытекания резины при его работе (см. рис. 2.21).

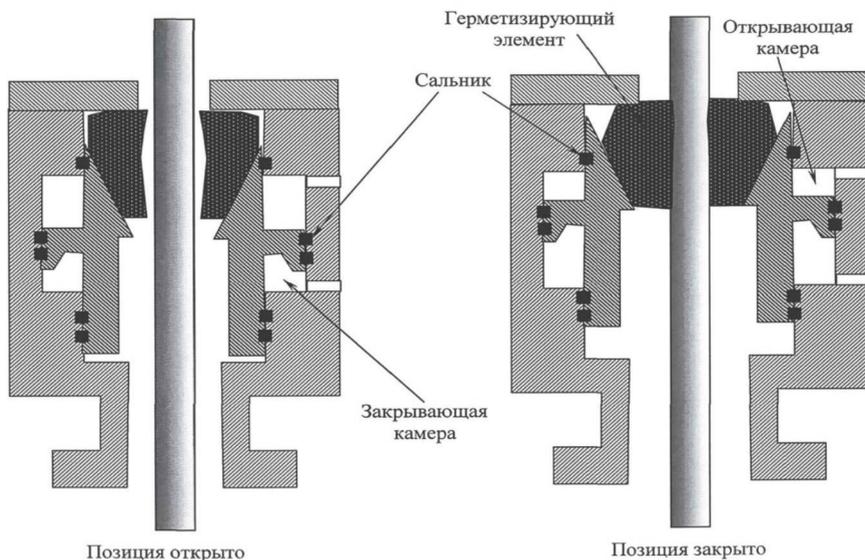


Рис. 2.22. Превентор универсальный (кольцевой)

При подаче масла в полость закрытия (см. рис. 2.22) плунжер перемещается вверх, обжимает уплотнитель и вытесняет его к оси превентора, герметизируя скважину на любой части колонны труб и даже при их отсутствии.

При подаче масла в полость открытия плунжер перемещается вниз, а уплотнитель возвращается в исходное положение за счет сил собственной упругости резины.

При расхаживании и проворачивании бурильной колонны с помощью регулирующего клапана на вспомогательном пульте давление в гидросистеме снижается до появления незначительного пропуска раствора из скважины.

#### 2.14.5. Манифольд

Манифольд предназначен для обвязки блока превенторов противовыбросового оборудования и обеспечения циркулирования растворов в нефтяных и газовых скважинах в процессе их строительства и ремонта для безопасного

ведения работ, поддержания требуемого давления на устье, предупреждения выбросов и открытых фонтанов, охраны недр и окружающей среды.

Рабочее давление манифольда противовыбросового оборудования должно соответствовать рабочему давлению стволовой части ОП. Он включает линию дросселирования и глушения (см. рис. 2.23). Обе линии подсоединяют к крестовине с помощью фланцевых соединений. В состав манифольда входят гидравлические задвижки, ручные задвижки, регулируемые дроссели, в том числе с дистанционным управлением, обратные клапаны, гасители потока, тройники, крестовики, трубные секции, предохранители манометров с разделителями сред и разрядными устройствами.

Манифольды поставляются и монтируются отдельными блоками, блоки дросселирования и глушения устанавливаются на рамах.

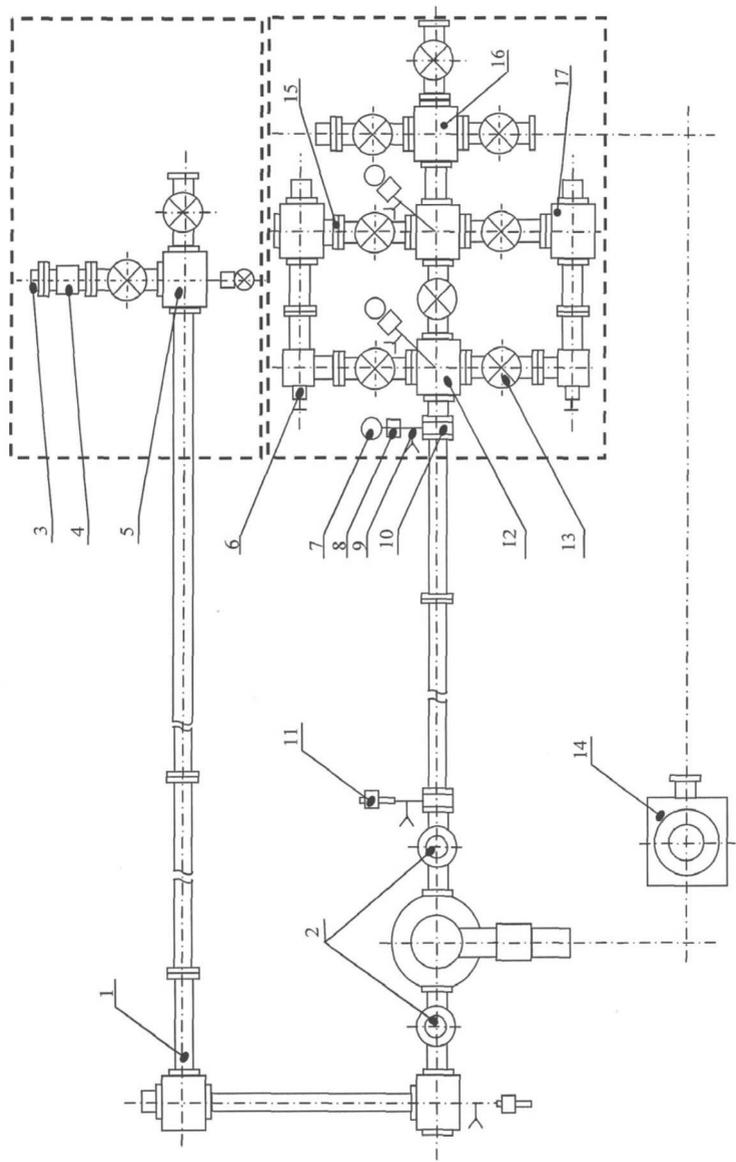
Пример обозначения манифольда:

МПБ5-80×35 К<sub>2</sub>,

где М – манифольд;  
 П — противовыбросовый;  
 Б — блочный;  
 5 — номер схемы ОП;  
 80 — условный внутренний диаметр узлов манифольда, D<sub>y</sub> мм;  
 35 — рабочее давление, МПа;  
 К<sub>2</sub> — для работы на скважинах с содержанием CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S до 6 %.

Дроссели и задвижки должны быть легкодоступны.

Количество элементов, входящих в манифольд ОП, определяется сложностью работ, проводимых на скважине.



**Рис. 2.23. Манifold противовыбросового оборудования**

- 1 — отвод, 2 — задвижка с гидроприводом, 3 — манометр, 4 — клапан обратный, 5 — тройник, 6 — дроссель с ручным приводом, 7 — манометр, 8 — разделитель сред, 9 — вентиль иглочатый, 10 — фланец инструментальный, 11 — ниппельное соединение, 12 — крестовина, 13 — задвижка с ручным приводом, 14 — сепаратор, 15 — фланец адаптерный, 16 — пробка, 17 — гаситель потоков

### **2.14.6. Гидравлическая система управления превенторами**

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливается гидравлическая установка с основным и вспомогательным пультом.

Основной пульт управления — на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный — непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов.

При выборе гидравлической системы следует учитывать:

- необходимый объем флюида для реализации определенного количества действий в аварийной ситуации;
- необходимое давление для получения надежной герметичности;
- необходимое время для закрытия превенторов.

Гидравлические системы управления включают блок аккумуляторов, предназначенных для накопления гидравлической энергии путем сжатия жидкости с помощью азота. Цель — сократить время открытия и закрытия превенторов и гидрозадвижек.

Для закачивания жидкости в аккумуляторы используют насос с электроприводом и гидропневматический насос (или ручной).

Рабочая жидкость проходит от аккумуляторных баллонов к превенторам по гибким или жестким трубопроводам (манифольд плашечных превенторов и коренных задвижек и манифольд универсального превентора).

Манометры, установленные на пультах управления, показывают:

- давление аккумулятора;
- давление в манифольде, плашечных превенторах и гидрозадвижках;
- давление в манифольде универсального превентора.

Если воздух на пневмонасос подается с буровых компрессоров, то необходимо на пульте иметь манометр с показаниями давления воздуха.

На основном пульте устанавливается электроконтактный манометр, поддерживающий давление в гидросистеме в автоматическом режиме.

Пульт управления (основной) монтируется на общей раме с гидроаккумуляторной станцией (см. рис. 2.24 и 2.25). Краны управления (рукоятки) во время бурения должны быть открыты. При переводе управления с основного пульта на вспомогательный необходимо убедиться в том, что положения рукояток управления на обоих пультах соответствуют друг другу. На рисунке 2.26 показана схема управления кольцевым превентором с целью поддержания минимального давления, например, при расхаживании колонны труб или спуско-подъемных операциях.

Гидроаккумуляторы предназначены для создания и хранения запаса энергии. Гидроаккумуляторы различаются по способу разделения газовой и жидкостной среды на аккумуляторы диафрагменного и поплавкового типа.

В диафрагменном типе полностью исключается непосредственный контакт газовой среды с рабочей жидкостью. В поплавковом аккумуляторе не исключается контакт газа и жидкости, но объем растворения не превышает 4–6 % по объему при давлении 20 МПа, и поэтому смесь не взрывоопасна.

В мировой практике существуют станции управления, рассчитанные на рабочее давление в 10, 14, 21 МПа. Величину давления зарядки аккумуляторов азотом для каждой из станций рекомендуется поддерживать в следующих пределах:

$$P_{\text{раб}} = 10,0\text{--}10,5 \text{ МПа}; P_{\text{азота}} = 5\text{--}6 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{раб}} = 14,0\text{--}14,5 \text{ МПа}; P_{\text{азота}} = 7\text{--}7,5 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{раб}} = 20,0\text{--}21,0 \text{ МПа}; P_{\text{азота}} = 7\text{--}7,5 \text{ МПа}.$$

Включение насосов для подзарядки аккумуляторов должно происходить автоматически при снижении давления на 10 % от оптимального.

Резервуар рабочей жидкости аккумуляторной станции обычно должен быть равен двум активным объемам жидкости гидроаккумуляторов.

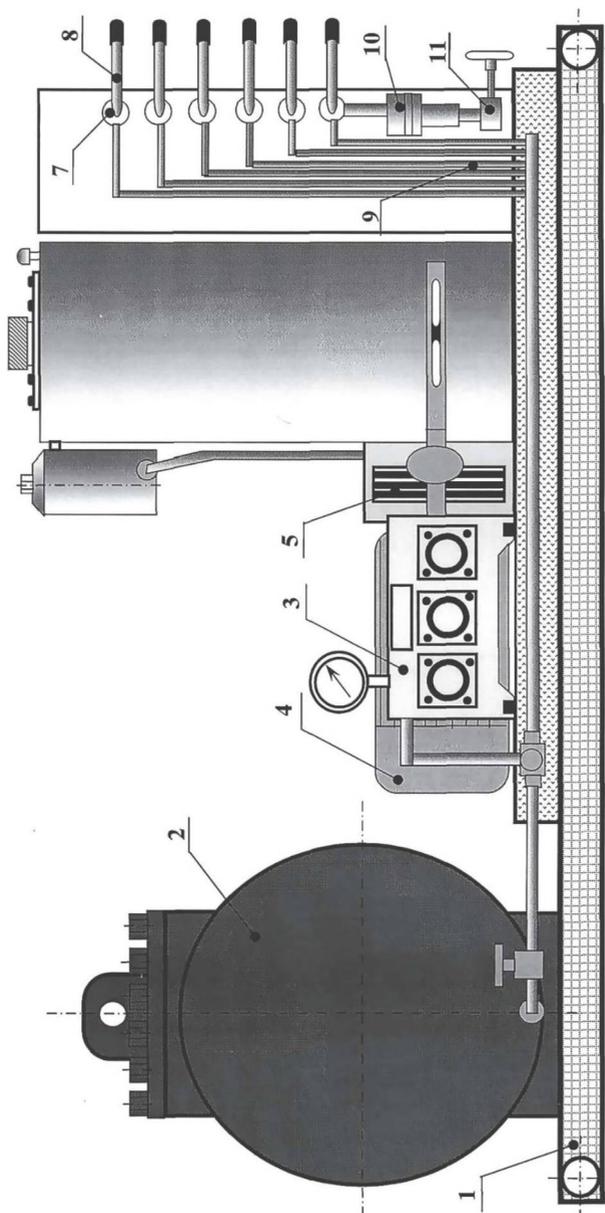
При отключенных насосах аккумуляторные емкости должны соответствовать двум условиям:

- закрытие всех преенторов с нулевым давлением по преенторам и с запасом объема 50 %;
- после закрытия преенторов остаточное давление должно превышать расчетное давление закрытия любого плашечного преентора с его рабочим давлением (за исключением преентора со срезающими плашками).

Объем рабочей жидкости, требуемый для закрытия и открытия преентора, определяется его конструкцией и размерами. Например, суммарный объем на закрытие и открытие преенторной установки 280×35 с тремя преенторами составляет 150 л.

Производительность насосной системы для заполнения баллонов от давления предварительной зарядки (7 МПа) до рабочего давления установки (21 МПа) должна быть достигнута максимум за 15 минут.

Время закрытия должно быть меньше 30 секунд для плашечных преенторов всех диаметров, а для универсальных преенторов диаметром более 350 мм — менее 48 секунд.



**Рис. 2.24. Основной пульт гидросистемы**

- 1 — рама; 2 — пневмогидроаккумулятор; 3 — трехплунжерный насос; 4 — электродвигатель;
- 5 — клиноременная передача; 6 — масляный бак; 7 — маслораспределители; 8 — рукоятки; 9 — маслопоглощающие трубки;
- 10 — предохранительный клапан; 11 — маслораспределительный блок

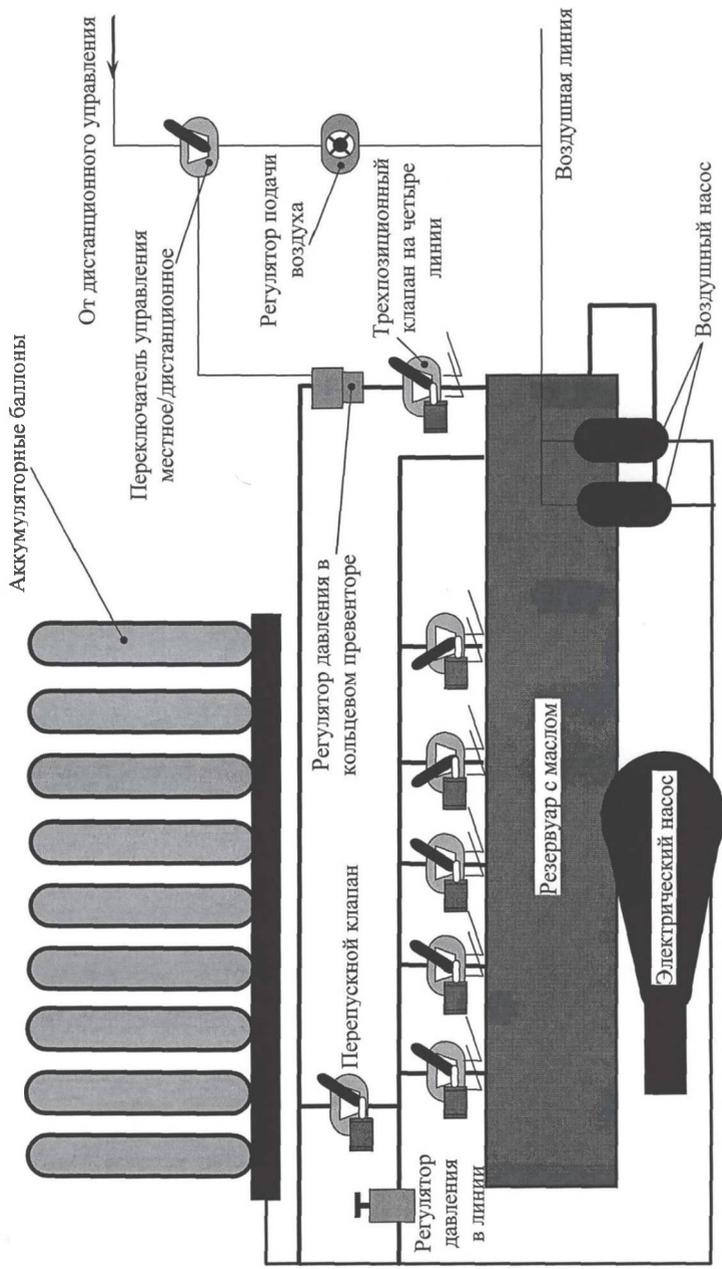


Рис. 2.25. Схема основного пульта гидросистемы управления превенторами и гидродвигателями

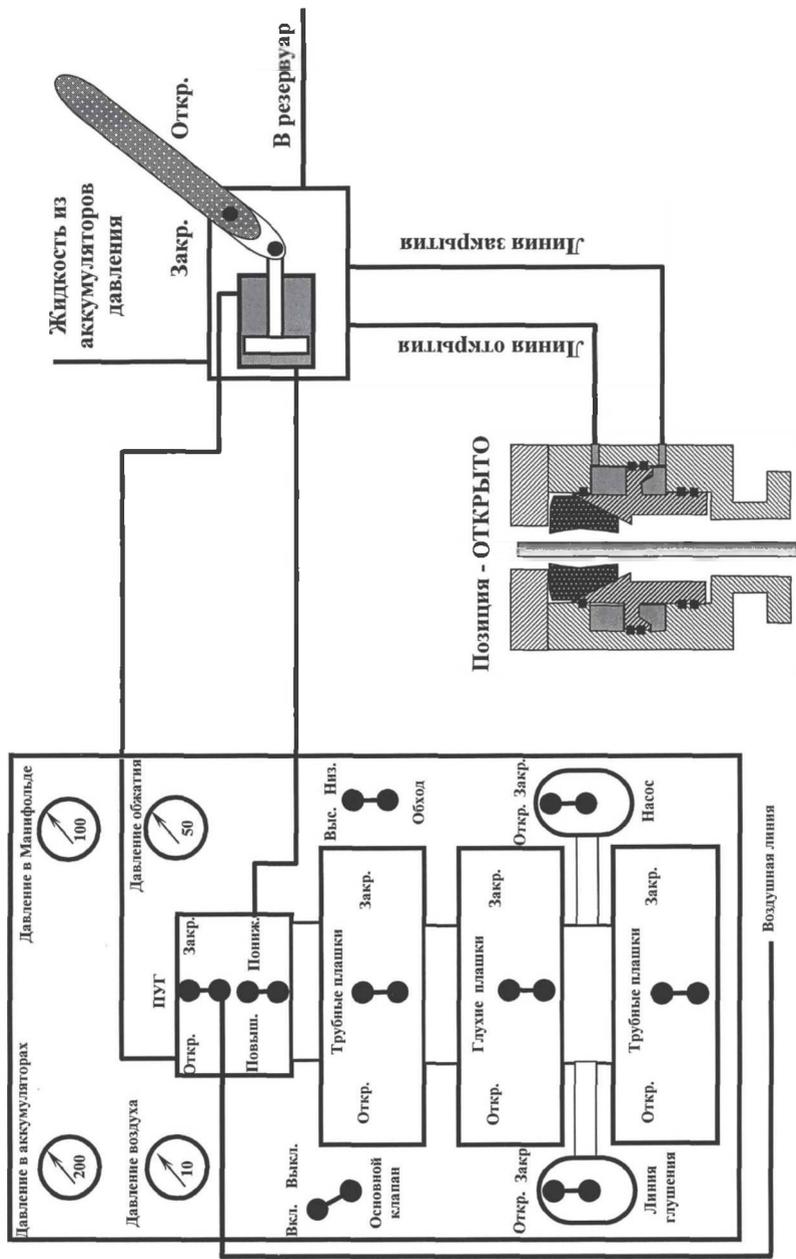


Рис. 2.26. Схема управления кольцевым превентором с помощью дистанционного пульта

## ГЛАВА 3. Нарушение устойчивости стенок скважины

### 3.1. Разбуривание глинистых отложений

Наиболее распространенное осложнение при бурении — нарушение целостности стенок скважины, которое происходит по следующим причинам:

- влияние напряженного состояния за счет действия веса вышележающих горных пород;
- изменение формы и объема глинистых отложений за счет набухания при контакте с водной средой или водной фазой буровых жидкостей;
- увеличение водонасыщенности горных пород, слагающих стенки скважины за счет осмотических перетоков водной фазы промывочных жидкостей.

Эти причины почти всегда проявляют себя совместно.

Горная порода находится в состоянии всестороннего сжатия. Ствол скважины, нарушив естественное состояние горного массива, испытывает радиальное напряжение, которое может быть выражено следующим образом:

$$\sigma_r = \frac{\vartheta}{1-\vartheta} \cdot \sigma_z, \quad (3.1)$$

где  $\sigma_r$  — радиальное напряжение;

$\vartheta$  — коэффициент Пуансона;

$\sigma_z$  — осевое напряжение.

$\frac{\vartheta}{1-\vartheta} = \lambda$  — коэффициент бокового распора.

Радиальное, или боковое, давление  $P_b$ , равное  $\lambda \cdot \sigma_z$ , меньше гидростатического давления ( $P_{гид}$ ). Причиной потери устойчивости стенок скважины может стать избыточная водоотдача бурового раствора или осмотические перетоки водной фазы этого раствора. При расчете бокового давления принимаются следующие значения коэффициента Пуансона:

- 0,15–0,2 — для песчаников;
- 0,25–0,3 — для карбонатных пород;
- 0,35–0,40 — для глинистых пород;
- 0,45–0,50 — для хемогенных отложений.

Расчет оптимальной плотности бурового раствора осуществляется с учетом порового давления в глинистых отложениях.

Осыпи, обвалы стенок скважины, выпучивания пород и сужение стволов встречаются повсеместно. Обвалы стенок скважины происходят чаще всего при разбуривании сланцевых отложений вблизи тектонических нарушений.

Снижение водоотдачи буровых растворов в 60-х годах прошлого столетия до минимальных значений (3–4 см<sup>3</sup>/30 мин.) существенно повлияло на решение проблемы обвалообразований, но полностью она не исчезла.

Превалирующая роль горного давления в каверно- и обвалообразовании не объясняет высокой устойчивости сухих и слабоувлажненных глин, наблюдаемой при продувке скважин газообразными агентами. Широкое применение утяжеленных буровых растворов в качестве метода борьбы с потерей устойчивости стенок скважины не препятствовало образованию осыпей пород.

Исследование деформационных свойств глин и известняков (В. Д. Горднов, И. Б. Эбель) позволило установить, что при отсутствии доступа воздуха при нагружении образцов глин и известняков деформация составляла всего 1,5–2,0 % даже при длительном нагружении, а образцы не разрушались. Деформация известняков не отличалась от результатов замеров при отсутствии доступа воздуха.

Образцы глин при взаимодействии с циркулирующей водой разрушались уже через 1–3 часа при относительной деформации 7–9 %. Деформация известняков практически не отличалась от деформации при взаимодействии с воздухом. Причиной разрушения образцов глин является адсорбционное понижение твердости (по П. А. Ребиндеру). Очевидно, при деформации и разрушении образцов имеем дело не с глиной, а с системой «глина — вода».

Роль горного давления в обвалах глинистых пород будет различной в зависимости от естественной влажности глинистых пород, слагающих стенки скважин.

В процессе проводки скважин глинистые породы, склонные к обвалам, разрушаются обычно не сразу при их вскрытии, а через некоторое время. Стадии интенсивного осыпания чередуются с периодами стабилизации размера ствола скважины. В большинстве случаев обвалы происходят через длительный период после вскрытия глинистых отложений с применением бурового раствора, ингибированного соответствующими реагентами.

Попытки вскрытия глинистых отложений на воде, возникающие время от времени в разных регионах с целью ускорения работ, не приводили к желаемому результату из-за жестких обвалов и осыпей.

Использование инертных по отношению к глинистым отложениям буровых растворов на нефтяной основе, как правило, способствует сохранению номинального размера скважины. Но в отложениях с чередованием песчаников и глин практически всегда отмечены каверны.

Устойчивость стенок скважины оценивается показателями набухания (степенью, скоростью и периодом набухания), значениями структурно-абсорбционных деформаций и предельного напряжения сдвига образующихся систем «глина — жидкость».

На устойчивость глинистых пород сильно влияет значение водоотдачи буровых растворов, обуславливающее степень и глубину углубления. Чем выше водоотдача, тем менее устойчивы глинистые породы при прочих равных условиях. Влияние времени на глубину проникновения фильтрата усугубляет разрушение глинистых отложений. На этом основывается в практике буровых работ некоторое завышение величины водоотдачи при высоких скоростях проходки и, соответственно, снижении времени нахождения в открытом состоянии ствола скважины.

Горные породы, слагающие стенки скважины, находятся в напряженном состоянии. В отличие от неглинистых пород, мало изменяющих прочность при контакте с водными растворами, в слабоувлажненных глинистых породах при их смачивании возникают дополнительные напряжения, обусловленные набуханием, что способствует их разуплотнению.

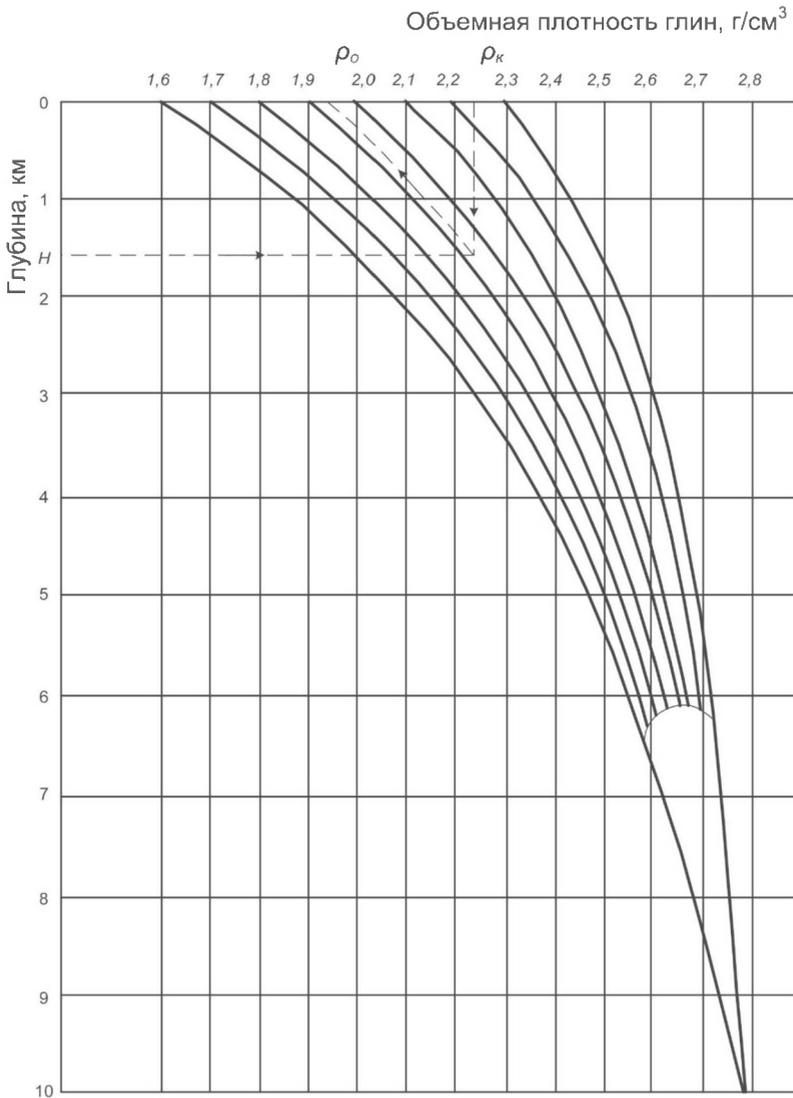
Предложено несколько подходов к разработке классификации горных пород по признакам, оказывающим влияние на их поведение в результате контакта с буровыми растворами.

А. И. Булатов, обосновывая рекомендации по выбору типа бурового раствора и его физико-химических показателей, полагает, что в основном возможны три вида глинистых пород (по физическому состоянию): малоувлажненные, среднеувлажненные и сильноувлажненные. В соответствии с этой квалификацией разрабатывались рекомендации по борьбе с осложнениями при их вскрытии.

Для характеристики физического состояния глинистых пород принят показатель относительной влажности, равный отношению абсолютной влажности к коэффициенту набухания. Показатель относительной влажности для малоувлажненных глинистых пород по Городнову В. Д. следует принимать равным 0–0,2, для среднеувлажненных — 0,2–0,5 и для сильноувлажненных — 0,5–1,0.

Приведенная классификация глинистых пород описывает их потенциальные возможности, а их проявление и интенсивность во многом зависит от конкретных условий.

Каждой глинистой породе определенной плотности соответствует точка на кривой уплотнения (см. рис. 3.1).



**Рис. 3.1. График изменения объемной плотности глин с глубиной и пример определения теоретической начальной объемной плотности ( $\rho_0$ ) глин по известной фактической объемной плотности керна ( $\rho_k$ ) и глубине его отбора (H)**

Кривая уплотнения, характеризующая изменение плотности глинистой породы от нагрузки при ее формировании в условиях свободного отжатия воды,

называется кривой нормального уплотнения, а порода — нормально уплотненной. Если же формирование глинистой породы проходило в условиях затрудненного отжатия воды или полной ее изоляции, возрастающая нагрузка от веса вышележащих пород передается на поровую воду. В таких условиях образуется зона аномально высокого порового давления, а порода определяется как недоуплотненная. На рис. 3.2 показана зависимость влияния активной влажности глин на ее плотность.

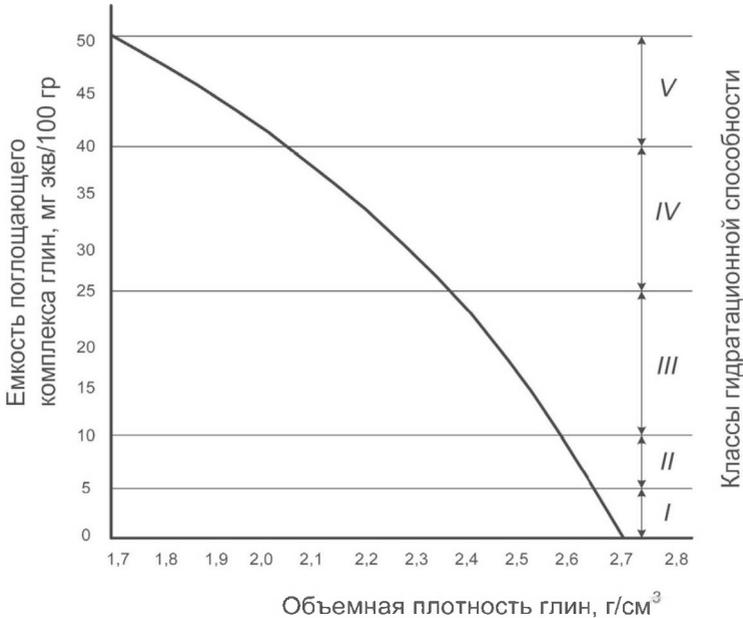


Рис. 3.2. Зависимость емкости поглощающего комплекса глин от их объемной плотности

Н. Г. Аветисян и др. за критерий величины разуплотнения принимают отношение фактической объемной плотности глины на данной глубине (а, следовательно, и определенной нагрузке) к плотности глинистой породы, нормально уплотненной при такой же нагрузке (глубине) [1].

$$\alpha = \frac{\rho_d}{\rho_n}, \quad (3.2)$$

где  $\alpha$  — критерий разуплотненности глинистой породы;  
 $\rho_d$  — фактическая объемная плотность глинистой породы на данной глубине, г/см<sup>3</sup>;  
 $\rho_n$  — объемная плотность нормально уплотненной глины для данной глубины залегания, г/см<sup>3</sup>.

В таблице 3.1 приведены значения критерия разуплотнения и градиента давления.

Были рассчитаны изменения степени разуплотнения по глубине залегания для глинистых пород плотностью от 1,70 до 2,50 г/см<sup>3</sup>.

Т а б л и ц а 3.1

**Соотношение между критериями разуплотнения  
и градиентом порового давления**

Градация	Величина критерия	Градиент порового давления, МПа/м
1	1,00–0,95	0,0105–0,0125
2	0,949–0,90	0,0130–0,0145
3	0,899–0,85	0,0150–0,0165
4	0,849–0,80	0,0170–0,0185
5	0,799–0,75 и менее	≥ 0,0190

Ограничение интервала рассматриваемых глубин основано на практическом «потолке» бурения основного количества глубоких эксплуатационных и разведочных скважин.

Кроме избыточного порового давления на интенсивность нарушения устойчивости глинистых пород влияют температура и давление в скважине. При повышении температуры с 37 до 95 °С скорость набухания образцов глинистых пород возрастает на 15–25 %, а увеличение градиента давления с атмосферного до 0,016 МПа/м приводит к снижению коэффициента линейного набухания бентонита более чем в два раза. Колебания температуры при остановке и восстановлении циркуляции и гидродинамического давления в скважине для пород, обладающих сланцеватостью или микротрещиноватостью, приводит к разрыву породы в местах слабого минералогического сцепления, расширению трещин и в дальнейшем к осыпанию блоков породы в скважину.

Для глинистых пород буровые растворы должны быть подразделены по степени их ингибирующей способности.

Ингибирующей способностью раствора называется его способность замедлять (или предотвращать) протекание процессов поверхностной и (или) осмотической гидратации, а также снижать диспергирование глинистой породы. Деление растворов на ингибирующие и не ингибирующие проводится по наличию или отсутствию в них ингибирующих добавок, таких как материалы-поставщики катионов кальция, магния, калия, высокомолекулярных полимеров в количестве, достаточном для создания на стенке скважины и твердой фазе бурового раствора защитной пленки.

Оценкой ингибирующей способности буровых растворов занимались многие отечественные и зарубежные исследователи. Все известные методы основываются на измерении их физико-химического взаимодействия с различными глинистыми породами и искусственно приготовленными образцами. Широко распространенным отечественным методом оценки ингибирующих свойств буровых растворов было измерение коэффициента набухания глин и глинопо-

рошка в фильтрах буровых растворов (Жигач К. Ф. и Яров А. Н.). В дальнейшем метод был дополнен показателем пластической прочности образца (Горднов В. Д.).

Основными мероприятиями для предупреждения обвалов глинистых пород являются выбор типа и параметров бурового раствора и жесткий контроль за минерализацией (и конкретными катионами), фильтрацией и величиной рН.

Иногда бывает достаточно отрегулировать величину рН, чтобы прекратить обвалы и набухание пород. При разбуивании глин с высокой степенью набухания (монтмориллонит), рН фильтрата бурового раствора на водной основе должен быть в пределах 6–7, со средней степенью набухания — 6–9 и слабо набухающих сланцев — 8–9.

Для сохранения размеров ствола скважины, сложенной слабоувлажненными глинистыми породами, рекомендуется использовать буровые растворы на водной основе — известковые, гипсовые, высококальцевые, малосиликатные — с фильтрацией 2–3 см<sup>3</sup>/30 мин.

Использование этих типов растворов не предотвращает набухания и осыпи сланцев, а лишь растягивает этот процесс во времени, чего иногда достаточно, чтобы закончить бурение скважины. Эффективным мероприятием по предупреждению осыпей аргиллитов является установка силикатных ванн. Хорошие результаты можно получить при продувке ствола газообразными агентами с низкой влажностью, а также при использовании растворов на нефтяной основе или нефтеэмульсионных растворов второго рода.

Для сохранения устойчивости стенок скважины, сложенных среднеувлажненными аргиллитами, сланцами со включениями монтмориллонита, целесообразно применять буровые растворы, обладающие крепящим действием и имеющим невысокую водоотдачу. В результате диффузии и осмоса добавки (CaSO<sub>4</sub>·nH<sub>2</sub>O, CaCl<sub>2</sub>, водорастворимые силикаты) или их ионы проникают в глинистые породы, увеличивая сцепление частиц и, таким образом, снижая значения структурно-адсорбционных деформаций.

Роль горного давления в устойчивости среднеувлажненных глинистых пород не велика.

Сильноувлажненные глинистые породы находятся в состоянии набухания, значение которого зависит от пластовых условий (давления вышележащих пород, тектонических сил, температуры и др.). Наличие аномальных давлений в этих отложениях соответствует по величине горному давлению. При вскрытии этих отложений вследствие разности давлений в системе «скважина — пласт» и создаются благоприятные условия для развития структурно-адсорбционных деформаций. Развитию осложнений способствует горное давление. Многократно было замечено, что движение глинистой массы настолько велико, что не поддается контролю, гнет и ломает бурильные и обсадные трубы. Причем эти силы проявляют себя не сразу после вскрытия. Обсадные трубы сминало и спустя несколько недель или даже месяцев после проведенных цементировочных работ.

Если глинистые отложения разреза скважины представлены сильноувлажненными аргиллитами, то через некоторое время после их вскрытия начинаются осыпи или даже обвалы, ликвидация которых осуществляется с помощью длительных проработок ствола с созданием интенсивных промывок, прокачки высоковязкой пачки бурового раствора.

Плотность бурового раствора должна быть равна градиенту порового давления.

Существенно влияет на развитие осложнения имеющий место свабирующий эффект при подъеме бурового инструмента и сжатие бурого столба при его спуске. Депрессия при подъеме колонны труб и репрессия при ее спуске достигает 5,0–10,0 МПа. Возникающая депрессия способствует развитию деформаций и выдавливанию глинистой массы в скважину; репрессия приводит к разрушению стенок в виде трещин, куда проникает фильтрат бурового раствора или даже сам буровой раствор.

Для предупреждения осложнений в процессе бурения в сильноувлажненных глинистых сланцах и аргиллитах обязательным условием является применение буровых растворов, обладающих крепящим действием с минимальной водоотдачей (не более 4–5 см<sup>3</sup>/30 мин.) Обязательным также является поддержание гидростатического давления столба бурового раствора выше порового давления не более чем на 1,0–3,0 МПа. При спускоподъемных операциях и восстановлении циркуляции необходимо создавать условия минимальных колебаний возникающих гидродинамических давлений, а также строго следить за доливом скважины при подъеме инструмента, не допуская снижения давления под долотом более чем на 1,5 МПа.

### **3.2. Выбор типа бурового раствора для разбуривания хемогенных отложений**

Значительную часть геологического разреза многих нефтегазовых районов (Восточная Сибирь, Белоруссия, Украина, Среднее Поволжье, Прикаспийская впадина, и т. д.) составляют хемогенные породы. Легкая растворимость и активное влияние солей на буровые растворы, их текучесть и склонность к релаксации напряжений создают значительные трудности при проводке скважин в солевых и подсолевых отложениях.

Основное свойство, которое проявляют хемогенные породы при взаимодействии с буровыми растворами — это способность к растворению в дисперсионной среде бурового раствора. В геологическом разрезе, как правило, чередуются соли разного состава и разной мощности, из них осложнения, главным образом, вызывают хлориды (галит, карналлит, сильвин и бишофит) и сульфаты (каинит, полигалит, эпсомит).

Растворение солей в буровом растворе приводит к образованию электролитов, разрушающих структуру растворов, вплоть до разделения фаз и выпадения утяжелителя. Резко увеличивается фильтрация, происходит утолщение глинистой корки, значительно снижается щелочность фильтрата до значений

pH = 4–5, при которых не работают практически никакие реагенты для обработки буровых растворов.

Помимо указанных осложнений, растворение солей приводит к увеличению объема скважины, росту затрат на приготовление и обработку бурового раствора. Еще одним отрицательным последствием растворения стенок скважины является возможность слома бурильной колонны в месте значительного расширения ствола скважины. Ликвидация аварий подобного типа сопряжена со значительными трудностями.

Основными причинами деформации калийно-магниевого солей и солей галита являются:

- горное давление, горизонтальная составляющая которого (боковое давление) значительно превышает вертикальную нагрузку;
- низкая температура плавления (растворимость магниевых солей при 20 °С в 20 раз выше, чем солей галита, а при 60 °С и глубине 3000 м и более их текучесть настолько интенсивна, что скорость сужения ствола скважины достигает от нескольких миллиметров до нескольких десятков миллиметров в час);
- малое сопротивление сдвигу ввиду недостаточной прочности (бишофит, карналлит);
- фактор времени, способствующий деформации неустойчивых пород при длительном процессе бурения и простое скважины.

Исходной информацией для составления прогноза зон осложнений, связанных с разбуриванием хомогенных пород, является глубина залегания солевой толщи, ее мощность, минералогический состав, пластовая температура, а также геостатическое давление вышележащих пород.

Критерием устойчивости хомогенных пород следует считать их пластовую температуру, то есть температуру, при которой соли теряют свою прочность. Устойчивость стенок скважины сохраняется за счет уравновешивания геостатического давления гидростатическим. Критические температуры для наиболее распространенных солей приведены в таблице 3.2.

Т а б л и ц а 3.2

**Критические температуры для некоторых солей**

	<b>Плотность, г/см<sup>3</sup></b>	<b>Критическая температура, °С</b>
Галит	2,13–2,15	200
Сильвин	1,98	150
Бишофит	1,56	110
Кизерит	2,57	45

Косвенная оценка статической прочности соляных пород в зависимости от пластовой температуры позволяет установить вид и интервалы возможных осложнений на стадии проектирования. Статическая прочность основных соляных пород в зависимости от температуры приведена в таблице 3.3.

Таблица 3.3

**Зависимость статической прочности от температуры**

Температура, °С	Статическая прочность, МПа				
	Ангидрит	Галит	Гипсолит	Сильвин	Бишофит
20	240	35 (60)	19,0	15,0	7,0
50	—	22,5	7,5	10,0	3,0
100	235	10,0	3,5	5,0	0
150	225	5,0	0	0	—
200	210	0	—	—	—

Если пластовая температура равна или меньше критической, когда напряжения, действующие в массиве соленосной толщ, не превышают статическую прочность соли, то возможно образование каверн (растворение и размыв соли).

Если пластовая температура выше критической, и напряжения, действующие в массиве соляной толщ, превышают статическую прочность соли, то возможно сужение ствола скважины (течение солей).

Данные по изменению растворимости различных солей, приведенные в граммах на 100 г воды, в зависимости от температуры показаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4

**Зависимость растворимости солей от температуры**

Наименование соли	Температура, °С						
	0	20	40	60	80	100	150
	Растворимость, в г/100 г воды						
Галит (NaCl)	35,7	35,9	36,4	37,2	38,1	39,1	42,4
Карналлит (MgCl <sub>2</sub> ·KCl·6H <sub>2</sub> O)	—	64,5	—	—	—	—	—
Сильвин (KCl)	28,0	34,4	40,3	45,8	51,1	56,0	68,0
Бишофит (MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O)	—	306,0	—	—	—	880	—
Каинит (MgSO <sub>4</sub> ·MgCl <sub>2</sub> · K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ·6H <sub>2</sub> O)	—	79,6	—	—	—	—	—
Эпсонит (MgSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O)	—	107,0	—	—	—	215,0	—
Ангидрит (CaSO <sub>4</sub> )	0,176	0,206	0,211	0,149	0,102	0,066	0,022
Гипс (CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O)	0,176	0,208	0,209	0,205	0,194	0,162	—
Магний хлористый (MgCl <sub>2</sub> )	52,9	54,8	58,0	61,3	65,8	73,6	95,3
Кальций хлористый (CaCl <sub>2</sub> )	59,5	74,5	115,5	137,0	147,0	158,0	204,0

Из таблицы видно, что температура практически однозначно влияет на растворимость всех солей, увеличивая ее. В свою очередь, температура таким же образом связана с глубиной скважины. Следовательно, с увеличением

глубины скважины растворимость стенок скважины, сложенных хемогенными породами, будет возрастать. Что касается давления, то в условиях современного бурения, когда максимальная температура не превышает 200 °С, влияние давления на растворимость солей невелико.

Вследствие большой зависимости в растворимости солей от температуры соли могут растворяться на забое скважины и кристаллизоваться из перенасыщенного охлажденного раствора на поверхности — выпадать в желобной системе, приемных емкостях и даже кольцевом пространстве скважины. Поэтому при выборе раствора для бурения скважин с высокими забойными температурами необходимо предусмотреть возможность удержания рекристаллизовавшихся солей во взвешенном состоянии с целью предупреждения дальнейшего растворения стенок скважины.

Процессы рекристаллизации соли из перенасыщенных на забое скважины растворов можно предотвратить или значительно уменьшить вводом в раствор поверхностно-активных веществ. Процессы роста и растворения кристаллов соли имеют одинаковую природу и могут регулироваться одними и теми же методами, то есть адсорбцией ПАВ на ребрах и уступах поверхности кристаллов. Адсорбируясь на границе раздела фаз, они образуют мономолекулярные или полимолекулярные защитные «пленки». В качестве таких веществ могут применяться анионактивные ПАВ в количестве до 0,05 % от объема раствора (для солей одновалентных металлов).

На растворимость хемогенных пород также влияет и состав солей, насыщающих дисперсионную среду раствора. Данные о совместной растворимости некоторых основных солей, встречающихся в разрезе скважин, приведены в таблице 3.5, из которой очевидно, что применение соли с большей растворимостью в качестве насыщающей дисперсионную среду раствора предотвращает растворение менее растворимой соли. Причем применение растворов с  $MgCl_2$  значительно снижает растворимость как  $NaCl$ , так и  $KCl$ , то есть растворы с насыщением  $MgCl_2$  или бишофитом максимально сохраняют диаметр ствола скважины в интервале залегания галита или сильвина.

Таблица 3.5

Совместная растворимость ряда солей

При 20 °С, г/100 г воды			При 100 °С, г/100 г воды			Осаждение из насыщенного раствора при охлаждении
NaCl	KCl	MgCl <sub>2</sub>	NaCl	KCl	MgCl <sub>2</sub>	
35,7	—	—	39,4	—	—	—
—	33,8	—	—	56,0	—	—
—	—	54,8	—	—	73,0	—
8,8	22,8	—	19,9	27,3	—	NaCl + KCl
0,53	—	53,8	0,47	—	67,4	NaCl + MgCl <sub>2</sub> · 6H <sub>2</sub> O
—	0,13	56,5	—	0,50	67,5	KCl · MgCl <sub>2</sub> · 6H <sub>2</sub> O + MgCl <sub>2</sub>
15,8	9,1	8,2	7,5	14,5	19,5	—
1,9	3,35	33,7	2,0	6,8	42,9	NaCl+KCl+KCl·MgCl <sub>2</sub> · 6H <sub>2</sub> O

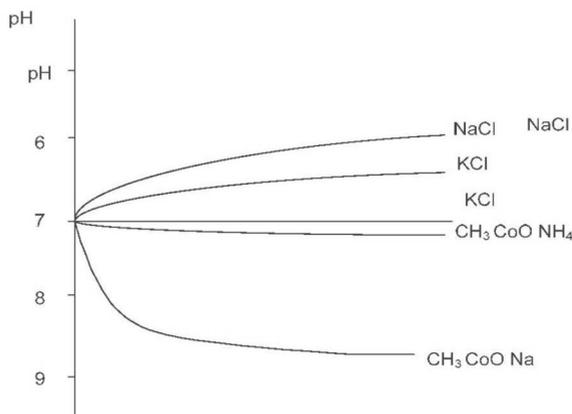
Разбуривание малорастворимых солей типа гипса или ангидрита не вызывает особых требований к составу и физико-химическим свойствам бурового раствора. Однако вскрытие таких солей совместно с высоко растворимыми может вызвать определенные трудности.

Во-первых, осложнения могут возникнуть из-за разной растворимости. Это приводит к резкому изменению конфигурации ствола и возможному обрушению небольших пропластков гипсов и ангидритов при растворении выше и ниже лежащих пород.

Во-вторых, присутствие в растворе солей, не содержащих ионов, общих с труднорастворимой солью, несколько повышает растворимость последней из-за увеличения ионной силы раствора (по отношению к чистой воде).

При 25 °С	
Растворимость, г/л	
NaCl	CaSO <sub>4</sub>
0	2,08
5,6	3,14
15	4,30
47	6,10
129	7,48
246	6,28

Поэтому, если в качестве основного электролита применяется раствор NaCl и KCl, то для обеспечения качественной работы реагентов-стабилизаторов (типа карбоксиметилцеллюлозы или акриловых полимеров) необходимо добавлять в раствор материалы для связывания ионов Ca<sup>++</sup> из расчета большей их концентрации, чем в чистом растворе. Выше отмечено, что растворение солей приводит к изменению концентрации водородных ионов в растворе. Увеличение или уменьшение pH раствора зависит от констант диссоциации кислот и оснований, составляющих соль. Повышение pH раствора возникает при гидролизе солей, состоящих из катионов сильных оснований и анионов слабых кислот, уменьшение pH — при гидролизе соли слабого основания и аниона сильной кислоты. Соли сильных оснований и сильных кислот имеют нейтральную реакцию, так как гидролиз практически не идет. К таким солям относятся KCl, NaCl, NaNO<sub>3</sub>, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> и другие. Однако ввиду того, что образование недиссоциированных молекул кислоты или основания возможно в растворе любой соли, следует ожидать, что гидролиз (хотя бы в малой степени) должен иметь место для KCl, NaNO<sub>3</sub> и прочих. При этом полное равенство концентраций H<sup>+</sup> и OH<sup>-</sup> возможно лишь в случае полного равенства сил основания и кислоты. На рис. 3.4 показано изменение величины pH при растворении некоторых солей в дистиллированной воде по результатам лабораторных исследований.



**Рис. 3.3. Изменение величины pH водных растворов солей в зависимости от концентрации**

Как видно из рис. 3.3,  $\text{CH}_3\text{COONH}_4$  (уксуснокислый аммоний) практически отвечает условию равенства силы основания и кислоты, тогда как  $\text{KCl}$  и  $\text{NaCl}$  сообщают раствору очень слабую кислую реакцию. Изменение pH раствора в меньшую сторону отрицательно влияет на работоспособность многих реагентов для обработки буровых растворов. К примеру, разжижающее действие окзила при изменении pH с 7 до 9 увеличивается в 2,5 раза. Аналогичные данные получены для других лигносульфонатов, а также реагентов акрилового ряда.

Поэтому растворы, применяемые для разбуривания соленосных отложений, должны дополнительно обрабатываться щелочью или содержать щелочные реагенты для регулирования свойств. В противном случае необходим будет неоправданный перерасход материалов для буровых растворов этого типа.

Плотность бурового раствора для разбуривания хомогенных отложений должна быть определена на стадии проектирования и скорректирована в процессе бурения.

При бурении пластов чистых солей, без упрочняющих твердых пропластков — доломитов, известняков, мергелей и т. п. — плотность бурового раствора, обеспечивающая устойчивость ствола скважины в процессе углубления, определяется из следующих формул.

Для галитов и гипсов:

$$\rho_{\text{в.р}} = 1 + 0,008 \cdot (t - 10).$$

Для бишофитов, каменных солей, а также при наличии в солях высокоувлажненных (монтмориллонитовых) глин:

$$\rho_{\text{в.р}} = 1,23 + 0,008 \cdot (t - 10).$$

При наличии в пластах солей линз с рапой:

$$\rho_{б.р} = \rho_{см} \cdot \frac{\mu}{1-\mu},$$

где  $\rho_{б.р}$  — плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;  
 $t$  — температура солевого пласта, °С;  
 $\mu$  — коэффициент Пуассона, для солей изменяется 0,42 до 0,45.

$$\rho_{б.р} = \rho_{см} \cdot (0,74 \div 0,81)$$

В ситуации, когда плотность бурового раствора ненамного превышает градиент пластового давления и совсем ненамного меньше градиента давления разрыва пласта, трудно удержать равновесие. Равновесие часто нарушается в результате колебаний гидродинамических давлений при восстановлении или остановке циркуляции, спускоподъемных операциях и т. п. Чаще всего равновесие нарушается в самом начале подъема буровой колонны.

Экспериментально на промышленном опыте показано, что при подъеме буровой колонны на минимальной скорости с глубины 3600 м и более на буровом растворе 1,9–2,26 г/см<sup>3</sup> забойное давление снижается на 8,0–10,0 МПа, вследствие чего возникает депрессия, равная 1,0–2,0 МПа. Поскольку возникшая депрессия длительное время не изменяется ввиду медленной релаксации напряжений в столбе бурового раствора, то возможен приток пластового флюида (рапы). И если даже ведется строгий контроль объема доливаемого раствора по общепринятой методике (сколько поднято по объему металла труб и столько долито бурового раствора), может быть не замечен приток рапы в ствол скважины. Очень важно учитывать, сколько поднято бурового раствора в виде пленки, налипшей на внутренней поверхности буровых труб (установленный под ротором обтиратель сгребает пленку раствора, сливающуюся в затрубное пространство). Объем поднятого раствора в виде пленки на внутренней поверхности труб с указанной выше глубины составляет от 2,8 до 4,5 м<sup>3</sup>. Это означает, что при существующем методе контроля было допущено поступление в ствол скважины такое же количество пластового флюида. На практике приток часто обнаруживают при спуске буровой колонны. Поскольку плотность рапы гораздо меньше плотности бурового раствора, то возникший дисбаланс давлений столбов бурового раствора в трубах и затрубном пространстве труднопреодолим. Растворение солей в буровом растворе приводит к разрушению их структуры вплоть до разделения фаз и выпадения утяжелителя.

### **3.3. Осложнения при бурении в многолетнемерзлых породах (ММП)**

Многолетняя мерзлота занимает в России площадь в 10 млн. км<sup>2</sup>, то есть более чем 50 % всей территории страны.

В мерзлых породах, представленных галечниками, песчаниками и цементированным льдом, различают три вида криогенной текстуры: *массивную*, в которой кристаллы льда заполняют поровое пространство; *слоистую*, когда

лед в виде ориентированных в одном направлении линз и прослоек участвует в формировании мерзлой породы, и *сетчатую*, когда линзы и жилы льда расположены беспорядочно.

Одной из характеристик ММП, от которой зависит степень осложненности условий при сооружении скважин, является их льдистость. На глубинах от 30 до 50 м льдистость составляет 30–50 %. С глубиной льдистость, как правило, уменьшается. Многолетняя мерзлота в северных районах нашей страны распространяется на олигоценные и эоценовые отложения.

При бурении в интервалах распространения ММП в результате физико-химического взаимодействия и эрозии стенок скважины цементированные льдом песчано-глинистые отложения разрушаются и размываются потоком бурового раствора. Это приводит к обвалам и осыпям пород и образованию каверн.

Наиболее интенсивно разрушаются породы с низким показателем льдистости и слабоуплотненные породы. Теплоемкость таких пород невысока, и поэтому их разрушение происходит значительно быстрее, чем у пород с высокой льдистостью.

В результате разрушения ММП в ряде случаев наблюдались проседание кондукторов и направлений, а иногда вокруг устья скважины образовывались кратеры, не позволяющие вести буровые работы.

Качественное цементирование кондукторов в зонах ММП не удавалось выполнить из-за трудностей вытеснения бурового раствора цементным из-за каверн и застойных зон. И как следствие в этих скважинах имели место межпластовые перетоки и возникновение грифонов, а также смятия колонн при обратном промерзании пород в случае длительных простоев скважин.

Процесс разрушения ММП объясняется не только гидродинамическим взаимодействием циркулирующего бурового раствора, которое усиливается растворением, но и наличием осмотических процессов в системе «порода (лед) — корка на стенке скважины — промывочная жидкость». Если степень минерализации промывочного агента больше минерализации поровой воды, то последняя будет перемещаться из породы в скважину. Из-за потерь иммобилизационной воды механическая прочность льда уменьшается, и он разрушается, приводя к образованию каверн в стволе скважины. Разрушение льда соленой промывочной жидкостью отмечено в работах многих исследователей.

Поэтому необходимо стремиться обеспечить равновесную концентрацию на стенке скважины компонентов бурового раствора и внутрипоровой жидкости в ММП. Но эти требования далеко не всегда выполнимы на практике. Поэтому к защите цементующего ММП льда от физико-химического воздействия буровым раствором привлекается пленка вязких жидкостей, которые покрывают не только обнаженные скважиной поверхности льда, но и частично прилегающее к скважине внутрипоровое пространство, разрывая тем самым непосредственный контакт минерализованной жидкости со льдом.

Для предупреждения кавернообразования в интервалах ММП в качестве промывочных агентов следует применять высоковязкие полимерглинистые

и биополимерные растворы с регулируемым содержанием твердой фазы, продувку забоя воздухом или пенами, а также долота диаметром меньше номинального с последующим расширением ствола скважины до проектного значения.

Имеющий обычно положительную температуру буровой раствор расплавляет лед на стенках скважины ММП, нарушая связи внутри породы. Стенка скважины теряет устойчивость. Развитию нежелательных последствий способствует большая продолжительность бурения в ММП и интенсивность промывок скважины.

По мере углубления скважины ниже распространения ММП горные породы имеют положительную температуру, увеличивающуюся по мере углубления скважины. Нагретый буровой раствор, поднимаясь вверх, будет передавать тепло зоне ММП за кондуктором и растеплять ее. Подвергаясь многократному растеплению и замерзанию, обсадные трубы в некоторых случаях повреждаются, и имеются случаи проседания кондукторов вглубь скважины.

С целью предупреждения проседания кондукторов принято правило: в проектах на строительство скважин в зонах ММП бурение ствола под направлением до глубины 20–30 м необходимо вести преимущественно с использованием воздуха, при котором обеспечивается минимальное растепление и соответственно минимальное образование каверн. Далее, кондуктор должен перекрывать толщу неустойчивых при протаивании пород. Башмак кондуктора должен располагаться ниже этих пород (не менее чем на 50 м) в устойчивых отложениях. Чтобы не допустить нарушение кондуктора из-за вторичного промерзания околоствольного пространства, необходимо использовать трубы повышенной прочности, прежде всего учитывая дополнительные сминающие нагрузки.

Температура циркулирующего бурового раствора в зоне ММП не должна превышать температуру фазового перехода (плавления) льда. А поэтому надо поддерживать на низком уровне температуру циркулирующего раствора — охлаждать его в поверхностной системе. Это легко удастся сделать при отрицательной окружающей температуре. Но при положительных температурах требуется устанавливать теплообменники с системой охлаждения.

## ГЛАВА 4. Предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора

### 4.1. Геолого-физические характеристики поглощающих пластов

Поглощение бурового раствора при проводке скважин характеризуется как осложнение, выражающегося в уходе раствора в природные резервуары через открытые каналы при превышении давления в скважине над пластовым.

Движение жидкости в пористой среде называется фильтрацией. Движение осуществляется под действием перепада давления.

Горные породы, слагающие проницаемые пласты, характеризуются сложной структурой флюидосодержащего пространства. Помимо пор пласты обладают развитой структурой макро- и микротрещин. Горные породы описываются определенным набором осредненных геометрических характеристик. Важнейшими из них являются поровая пористость « $m$ » и трещиноватая проницаемость « $m_t$ ». Теоретически показатель пористости находится в диапазоне 0,26–0,47. На самом деле диапазон реальных пористых тел намного шире. Пористость различных пород изменяется в широких пределах (от долей процента до 52–55 %). Наиболее часто встречаются продуктивные коллекторы с пористостью 15–20 %. Пористость карбонатных пород обычно колеблется в пределах 3–30 %.

Для описания пористого тела используются просветленность « $n$ » и эффективные диаметры — частиц « $d_c$ » и пор « $d_n$ ». Просветленностью называется отношение площади пор ко всей площади сечения, проведенного через данную точку тела. Диапазон изменения теоретической просветленности по Слихтеру равен 0,093–0,214.

Представление о размерах площади каналов и пор можно составить по площади поверхности фиктивного грунта в единице объема. Если в  $1 \text{ м}^3$  породы принять  $n$  — число песчинок,  $f$  — площадь поверхности одной песчинки,  $v$  — объем песчинок,  $m$  — пористость,  $d$  — диаметр песчинок, то будем иметь:

$$f = \pi \cdot d^2; \quad v = \frac{\pi \cdot d^3}{6}; \quad n = \frac{(1-m)}{v}.$$

Тогда суммарная площадь поверхностей песчинок в  $1 \text{ м}^3$  горной породы:

$$S = n \cdot f \cdot \left( \frac{1-m}{v} \right) \cdot \pi \cdot d^2 = \frac{6 \cdot (1-m) \cdot \pi \cdot d^2}{\pi \cdot d^3} = \frac{6 \cdot (1-m)}{d}.$$

При  $m = 0,2$  и  $d = 0,1 \text{ мм}$   $S = 48000 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .

При диаметре песчинок менее 0,1 мм значение  $S$  стремительно возрастает; тогда количество нефти, только смачивающий эту поверхность, образует

весьма существенный объем. Эта нефть без дополнительных воздействий на пласт не извлекается.

Для практических целей удельная поверхность ( $\text{м}^2/\text{м}^3$ ) нефтесодержащих пород может быть оценена по формуле:

$$S = 7 \cdot 10^5 \cdot m \cdot \frac{\sqrt{m}}{\sqrt{k}},$$

где  $k$  — проницаемость в д;  
 $m$  — пористость в долях единицы.

При  $m = 0,2$  и  $k = 1$  Д:

$$S = 7 \cdot 10^5 \cdot 0,2 \cdot \frac{\sqrt{0,2}}{\sqrt{1}} = 62580 \text{ м}^2 / \text{м}^3.$$

Удельная поверхность имеющих промышленное значение нефтегазосодержащих пород колеблется в пределах от 40 000 до 230 000  $\text{м}^2/\text{м}^3$ .

Для фиктивного грунта Сликхтер нашел, что теоретическая проницаемость

$$k = n^2 \cdot d_q^2 / 96 \cdot (1 - m)^2$$

Если принять величину просветленности  $n = 0,1$ ; пористости  $m = 0,2$ ; диаметр частицы  $d_q = 0,1$  мм, то:

$$k = (0,1)^2 \cdot (0,1)^2 / 96 \cdot (1 - 0,2)^2 = 1,62 \cdot 10^{-6} \text{ мм}^{-6} = 1,62 \text{ д.}$$

По Козени:

$$k = m^3 \cdot d_q^2 / 100 \cdot (1 - m)^2.$$

Для тех же условий:

$$k = (0,2)^3 \cdot 0,1^2 / 100 \cdot (1 - 0,2)^2 = 1,25 \cdot 10^{-6} \text{ мм}^2 = 1,25 \text{ д.}$$

Эти формулы полезны при изучении закономерностей фильтрации только в искусственных пористых телах.

На характер фильтрации влияют режим фильтрации (ламинарный, турбулентный), реологические свойства (ньютоновская, неньютоновская) и однородность жидкости.

При ламинарной фильтрации однородных жидкостей в изотропной среде справедлив закон фильтрации Дарси. Решение для фильтрации в условиях проявления или поглощения пласта, отборе из пласта (то есть в условиях плоскорадиальной фильтрации) получено французским инженером Дюшои:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot r \cdot v = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{\Delta P}{\ln(R_k / R_c)} = \eta \cdot \Delta P,$$

где  $\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}$ ;

$\eta = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{\ln(R_k / R_c)}$  — соответственно коэффициент гидропроводности и коэффициент продуктивности, или просто продуктивность пласта, размерность — м<sup>3</sup>/Па·с;  
 $k$  — коэффициент проницаемости.

Проницаемость имеет размерность площади, то есть является геометрической характеристикой пористой среды.

В практике принято проницаемость измерять в мкм<sup>2</sup>. Среда имеет проницаемость 1 мкм<sup>2</sup>, если при градиенте давления 10 МПа/м через площадку 10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup> расход жидкости, вязкость которой 1·10<sup>-3</sup> Па·с, составляет 10<sup>-6</sup> л/с, т. е. 1 мкм<sup>2</sup> = 10<sup>-12</sup> = 1Д. Проницаемость считается очень высокой, если величина ее оценивается несколькими единицами Дарси.

При контакте бурового раствора или другой суспензии с пористой средой, в которой размер пор соизмерим с размерами частиц суспензии, на границе пористой среды образуется корка из отфильтрованных глинистых частиц. Она сравнительно быстро уплотняется и препятствует проникновению промывочной жидкости и даже ее фильтра в поры пласта. Промывочная жидкость на углеводородной основе образует такую корку из мелких частиц битума. При обычных условиях бурения из скважины в пласты проникает лишь фильтрат бурового раствора под действием перепада давления  $\rho g \cdot h - P_{nv}$  и расход фильтрации лимитируется проницаемостью корки. Исследования показали, что формирование корки на вновь вскрытом пласте происходит в течение получаса, а потом расход фильтрата в пласт медленно снижается. Величина проницаемости глинистой корки изменяется в пределах от 1 до 50·10<sup>-6</sup> д.

В крупнопористую среду могут проникать структурные жидкости типа коллоидных растворов, размеры частиц которых не превышают 10<sup>-5</sup> мм. Структурно-механические свойства таких растворов в значительной степени определяются огромной поверхностью твердой фазы при сравнительно небольшом ее содержании в растворе (например, растворы некоторых высококоллоидных бентонитовых глин, загущенные смазочные масла и т. п.).

Под действием разницы между забойным и пластовым давлениями начинается фильтрация бурового раствора в пласт. С увеличением глубины  $l$  проникновения раствора в пласт будут расти и сопротивления движению. При некотором значении  $l$  сопротивления настолько возрастут, что имеющийся перепад  $p$  не будет в состоянии преодолеть сопротивления начального сдвига  $\tau_0$ , и движение раствора прекратится.

Равновесное состояние — это момент, когда прекращается поступление бурового раствора в пласт из скважины. Приведем одну из формул для определения длины пути фильтрации  $l$ :

$$l = \frac{\beta \cdot \sqrt{2}}{\tau_0} \cdot \sqrt{\frac{k}{m}} \cdot p,$$

где  $\beta$  — коэффициент формы,  $\beta = 1$ ;

$k$  — коэффициент фильтрации (проницаемости), мкм<sup>2</sup>;  
 $m$  — пористость, доли единицы;  
 $p$  — разнища между забойным и пластовыми давлениями, Па;  
 $\tau_0$  — динамическое напряжения сдвига, Па.

**Пример.** Оценим глубину проникновения структурированной жидкости  $\tau_0 = 10 \text{ Па}$  в пористую среду ( $k = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ д}$ ;  $m = 0,20$ ) при перепаде давления в 1,0 МПа.

**Решение:**

$$l = \frac{1 \cdot \sqrt{2}}{10} \cdot \sqrt{\frac{10^{-12}}{0,2}} \cdot 1 \cdot 10^6 = 0,31 \text{ м.}$$

Сколько потребуется времени, чтобы буровой раствор проник на рассчитанную длину при вскрытии порового коллектора с очень высокой проницаемостью — до 1 д? Глинистая корка начинает образовываться сразу же после начала углубления, и через 20–30 минут образуется корка с проницаемостью в 50 раз меньше, чем проницаемость коллектора. При вскрытии коллектора с проницаемостью 0,02 д глубина проникновения бурового раствора не превысит 2 см.

Коллекторы трещиноватого типа относятся к карбонатным породам, а также к плотным известнякам, хрупким сланцам и другим плотным породам (например, гранитам — месторождение «Белый тигр», Вьетнам). Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин с раскрытостью свыше 15–30 мкм.

Коэффициент проницаемости  $k_1$  (в дарси —  $10^{-12} \text{ м}^2$  или  $10^{-3} \text{ мм}^2$ ) в трещиноватой породе, когда трещины перпендикулярны поверхности фильтрации, то есть сечению пласта:

$$k_m = 85000 \cdot b^2 \cdot m,$$

где  $b$  — раскрытость трещины, мм;  
 $m$  — трещиноватая пористость, в долях единицы.

В общем случае трещины располагаются произвольно и неравномерно по площади пласта. Скважиной продуктивные отложения вскрываются долотами диаметром 139,7–215,9 мм. И вполне возможно, что долото может не встретить ни одной мало-мальской трещины при вскрытии всей мощности пласта, или, наоборот, на первых метрах вскрытия карбонатных отложений вскрывается трещина, в которую уйдет несколько десятков кубометров бурового раствора, а в дальнейшем с трудом удастся восстановить циркуляцию.

Это подтверждается результатами вскрытия и освоения на множестве скважин, в одних из которых имелись поглощения бурового раствора с разной степенью интенсивности и на нескольких интервалах продуктивного пласта, а в других поглощений не наблюдалось. При освоении этих скважин вызов притока без видимых усилий достигался там, где интенсивность поглощения

была значительной, а в тех, где поглощение бурового раствора не наблюдалось или оно было незначительным вызов притока осуществлялся длительное время. На таких скважинах проводились работы по снижению забойного давления, операции по установке кислотных ванн и проведению гидроразрыва пласта.

На скважине № 107 Али-Юрт (Ингушетия) вскрытие меловых отложений, представленных известняками на глубине 3100–3400 м, происходило без каких либо осложнений (поглощений бурового раствора или поступления пластового флюида). На скважине № 109 Али-Юрт, расположенной в двух километрах от скважины № 107 по Терскому хребту, поглощения начались сразу же после вскрытия первых метров известняков на глубине 3050 м. Для ликвидации поглощения плотность бурового раствора была снижена практически до значения градиента пластового давления (0,154 кгс/см<sup>2</sup>/м). Проводились многочисленные закачки смесей (соляро-бентонитовые, соляро-цементно-бентонитовые) с наполнителями в объеме 3–5 м<sup>3</sup>. Поскольку положительных результатов достичь не удавалось, в эксплуатационную колонну диаметром 168 мм спустили и зацементировали летучку диаметром 114 мм и длиной 150 м с целью перекрытия 20 м открытого ствола. В дальнейшем удалось углубиться только на 12 м, а затем поглощение бурового раствора возобновилось. Ликвидация поглощения осложнилась притоком из пласта при подъеме бурильной колонны; из опасения серьезного потока пластовой нефти подъем прекращали. Борьба с поглощением длилась более 6 месяцев (геологическая служба требовала вскрыть 300 м верхнемеловых отложений). Было закачено на поглощение более 3000 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью 1540 кг/м<sup>3</sup> и различных смесей с наполнителями. Результатов не получили.

Освоение длилось не более 6 часов с момента перевода скважины с бурового раствора на воду. После того как скважина была наполовину переведена на воду начался интенсивный приток бурового раствора плотностью 1350–1450 кг/м<sup>3</sup> с последующим переходом на пластовую нефть. Дебит скважины через 4 мм штуцер превышал 220 м<sup>3</sup>/сут при депрессии не более 2,0 МПа.

На скважине № 107 Али-Юрт вызов притока последовательно из 6 пачек отложений верхнего мела продолжался более 6 месяцев. Проводилась масса различных мероприятий: снижение забойного давления, соляно-кислотные ванны различного процентного содержания и объема, промывки, обратные гидрорудары. Ни малейшего намека на приток не наблюдалось. Решили осуществить гидроразрыв пласта в интервале расположения наиболее продуктивной второй пачки. Разрыв пласта произошел при необычайно высоком устьевом давлении — 50,0 МПа — и при забойном давлении 96,5 МПа. Сразу же закачали соляную кислоту, продавили водой и через 2 часа получили приток. Дебит нефти соответствовал общепромышленным значениям.

Поглощение буровых жидкостей в изверженных горных породах также происходит по трещинам. Раскрытость трещин трапшовых интрузий изменяется в диапазоне от 0,25 до 20 мм и более. Большинство поглощений буровых растворов в трапшовых интрузиях связано контактами их с материнскими горными породами.

Поглощения в кавернах и пустотах обычно происходят внезапно и оцениваются как тяжелые. Они могут сопровождаться провалом долота. Эти поглощения обычно связаны с определенными глубинами и несут важную информацию для последующего бурения. Этот тип потерь циркуляции имеет место в рифовых известняках, доломитах и других отложениях с растворенными каналами (вторичная пористость).

Песчано-алевритовые породы характеризуются системой фильтрации, состоящей из пор, поровых каналов и трещин. Они характеризуются широким изменением размера пор (от субкапиллярных — менее 0,002 мм до сверхкапиллярных — более 2,0 мм), проницаемости ( $0,1 \times 10^{-15}$ – $1,2 \times 10^{-11}$  м<sup>2</sup>) и пористости (0,7–45 %). Не все поровые коллекторы могут поглощать жидкость. Глинистые породы при пористости до 45–50 % не фильтруют жидкость из-за малых размеров пор и их слабой сообщаемости. Поглощение в этих породах имеет место при наличии трещин и их хорошей сообщаемости.

Поглощения в высокопористых отложениях характеризуются как медленно развивающиеся потери, но, как правило, они не приводят к полным потерям бурового раствора.

Поглощения в отложениях с глубинными природными нарушениями связаны, как правило, либо с ухудшением процесса бурения, либо с внезапным изменением формации. Поглощение в этом случае имеет место при спуске инструмента, восстановлении циркуляции или увеличении плотности бурового раствора. По этим причинам имеет место превышение градиента гидроразрыва пластов в результате повышения гидростатического и гидродинамического давлений.

#### 4.2. Предупреждение осложнений

Наиболее распространенными и опасными осложнениями при строительстве скважин являются гидроразрыв горных пород, поглощение жидкости, кавернообразование и газонефтеводопроявления, поэтому предупреждение их осуществляется комплексом взаимосвязанных мер.

Основным мероприятием по предупреждению поглощений бурового раствора и других осложнений является выбор конструкции скважины. В основе методики выбора конструкции скважины лежит изоляция двух соседних интервалов друг от друга по причине их несовместимости.

Управление забойным давлением является основным мероприятием для предупреждения осложнений в процессе вскрытия бурением каждого последующего интервала (пласта). Эффективность реализации стабилизирующих процесс бурения мер достигается при выполнении следующих условий:

$$P_{cm} = \rho \cdot g \cdot H > \max(P_{на}, P_c); \quad (4.1)$$

$$P_{с.д} = \rho_{зкв} \cdot g \cdot H < P_{с.р}; \quad (4.2)$$

$$P_{э\text{кв}} = \rho + \frac{P_{\kappa}}{H \cdot g} + (\rho_{\text{ч}} - \rho) \cdot \frac{C}{100}, \quad (4.3)$$

где  $P_{\text{ст}}$  — гидростатическое давление промывочной жидкости в скважине;  
 $\rho$  — плотность промывочной жидкости;  
 $\rho_{\text{ч}}$  — плотность частиц выбуренной породы;  
 $C$  — концентрация частиц выбуренной породы в кольцевом пространстве;  
 $g$  — ускорение силы тяжести;  
 $P_{\text{пл}}$  — пластовое давление;  
 $P_{\text{гд}}$  — гидродинамическое давление, возникающее при производстве в скважине технологических операций;  
 $P_{\text{с}}$  — гидростатическое давление промывочной жидкости, не нарушающее устойчивости стенок скважины;  
 $P_{\kappa}$  — гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве при циркуляции жидкости, проработке ствола;  
 $P_{\text{гр}}$  — градиент гидроразрыва горных пород.

Величина оптимальной плотности промывочной жидкости с учетом прогнозируемых осложнений и приводимых ограничений определится как:

$$\rho_1 > \max \left( \frac{C_i P_{ni}}{gH} \right)$$

— предупреждение флюидопроявлений;

$$\rho_2 < \min \left( \frac{C_i P_{zoi}}{gH} \right)$$

— предупреждение поглощений, гидроразрыва горных пород;

$$\rho_3 \geq \max \left( \frac{C_i P_{ci}}{gH} \right)$$

— предупреждение осыпей, обвалов, кавернообразования,

где  $C_i$  — коэффициент регламентируемого резерва.

Эффективное предупреждение возможных осложнений в рассматриваемых геолого-технических условиях достигается применением следующих мер:

- плавного спуска инструмента на регламентируемых скоростях, без резких торможений и посадок;
- проработки ствола при подаче инструмента со скоростью не более 25 м/ч и сниженном на 50–60 % расходе жидкости;
- перехода с забойного двигателя на роторный способ бурения;
- применения одного насоса на минимальной подаче при восстановлении циркуляции жидкости с одновременным подъемом буровой колонны;

- проведения промежуточных промывок и проработок интервалов сужений ствола, мест посадок и затяжек инструмента в процессе спуско-подъемных работ;
- нормативного контроля и оперативной корректировки установленных ГТН реологических параметров и плотности промывочной жидкости;
- после окончания долбления и перед подъемом бурильной колонны скважина должна быть промыта в течение цикла циркуляции с целью установления возможного притока пластового флюида или поглощения бурового раствора в последние минуты долбления.

Вторую группу мероприятий для предупреждения осложнений составляют технологии, связанные с восстановлением нарушенного технологического процесса вследствие возникших частичных поглощений жидкости, слабых газонефтеводопроявлений, когда предупредительные меры первой группы не приводят к положительным результатам.

Выбор эффективных методов предупреждения частичных поглощений и слабых газонефтеводопроявлений основывают на данных промысловых наблюдений и исследований, позволяющих оценить техническое и гидравлическое состояние скважины, фильтрационные характеристики поглощающих и проявляющих пластов. При проведении исследовательских работ устанавливают:

1. Статический уровень жидкости в скважине.
2. Принадлежность проницаемого объекта (продуктивный, непродуктивный пласт), глубина и толщина кровли.
3. Фактический диаметр скважины и интервалы кавернообразований.
4. Показатель интенсивности поглощения и коэффициент приемистости проницаемых пород.

К методам предупреждения осложнений предъявляются следующие требования:

- оперативность реализации технологических решений при минимальных затратах средств и времени;
- возможность комплексирования различных технологических приемов;
- обеспечение безопасности производства буровых работ.

### **4.3. Изучение и оценка поглощающих горизонтов**

Н. А. Сидоров и Г. А. Ковтунов предложили для определения скорости поглощения в трещинах пользоваться формулой М. П. Волоровича и А. И. Гуткина для течения структурной жидкости между двумя плоскостями, расположенными на среднем расстоянии  $2h$ .

При этом расход жидкости определяется зависимостью:

$$Q = \frac{2 \cdot p \cdot h^3 \cdot b}{3 \cdot l \cdot \eta} \cdot \left( 1 - \frac{3}{2} \cdot \frac{p_0}{p} \right), \quad (4.4)$$

где  $p = \frac{\tau_0 \cdot l}{h}$ .

Решая зависимость относительно  $l$ , можно найти длину пути, который раствор пройдет в пласте к моменту прекращения поглощения. Однако эта зависимость не нашла применения из-за неопределенности протяженности, раскрытости вскрытой трещины и ее связи с другими трещинами.

Поляков В. Н. предложил оценивать среднюю раскрытость каналов фильтрации поглощающих пород по формуле:

$$\delta_{cp} = \sqrt[3]{a \cdot k_d \cdot t \cdot \tau_0}, \quad (4.5)$$

где  $a = 0,06 \cdot 10^{-3}$  — коэффициент пропорциональности;  
 $\tau_0$  — динамическое напряжения сдвига нагнетаемой жидкости, Па;  
 $k_d = \frac{Q}{\Delta P}$  — коэффициент динамической приемистости;  
 $\underline{Q} = \frac{V}{t}$  — интенсивность поглощения;  
 $V$  — объем поглощенного раствора, м<sup>3</sup>, за время  $t$ , час

Рассмотрим поглощение несжимаемой жидкости как истечение через малое отверстие (щель в виде трещины или отверстия) в резервуар (пласт) больших размеров, и тогда поглощение бурового раствора может быть представлено как истечение из затопленного отверстия известной в гидравлике зависимости:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2gH}, \quad (4.6)$$

где  $Q$  — действительный расход, л/с;  
 $H$  — напор, при котором происходит истечение, м;  
 $\mu$  — коэффициент расхода,  $\mu = 0,6$ ;  
 $\omega$  — площадь отверстия (вскрытой трещины или отверстия), м<sup>2</sup>.

Представим, что скважиной вскрыта трещина размером  $h = 30$  мкм и шириной  $b = 10$  мм, минимальными размерами, при которых имеет место движение жидкостей. Рассчитаем расход через это отверстие при перепаде давлений в 2,5 МПа (и напоре  $H = 250$  м):

$$Q = 0,6 \cdot (30 \cdot 10^{-6} \cdot 0,01) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 250} = 8,82 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Вышеприведенная зависимость позволила определить расход через канал, но она не учитывает влияние реологических свойств жидкости на ее прохождение по открывшемуся каналу. Воспользуемся зависимостью для определения глубины проникновения поглощенной жидкости по несколько упрощенной зависимости:

$$l = \frac{2 \cdot \Delta p \cdot h^3 \cdot b}{3 \cdot Q \cdot \eta} \quad (4.7)$$

Определим, на какую длину может проникнуть жидкость с вязкостью  $\eta = 10 \cdot 10^{-3}$  Па·с при остальных вышеприведенных значениях:

$$l = \frac{2 \cdot 2,5 \cdot 10^6 \cdot (30 \cdot 10^{-6})^3 \cdot 0,01}{3 \cdot 8,82 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 10^{-3}} = 0,05 \text{ м.}$$

При раскрытости трещин  $h = 1 \text{ мм} = 0,001 \text{ м}$  и ее ширине  $b = 5 \text{ см} = 0,05 \text{ м}$  определить расход и длину проникновения раствора (при перепаде давления  $2,5 \cdot 10^6 \text{ Па}$ ) с вязкостью  $\eta = 10 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ :

$$Q = 0,6 \cdot (1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,05) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 250} = 2,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с.}$$

Методом подбора и приближения определим длину проникновения  $l$ .

Определили величину в скобках в формуле (4.4), равную 0,98. И окончательно:

$$l = \frac{2 \cdot 2,5 \cdot 10^6 \cdot (1 \cdot 10^{-3})^3 \cdot 0,05}{3 \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 10^{-3}} \cdot 0,98 = 3,9 \text{ м.}$$

В одном метре вскрытой глубины и площади  $0,785 \cdot (3,9)^2 = 11,93 \text{ м}^2$  при общей трещиноватости 10% будет поглощено  $1,93 \text{ м}^3$  бурового раствора.

При вскрытии фораминиферовых отложений, представленных мергелями и известняками, на месторождении Али-Юрт на Терском хребте неоднократно наблюдались поглощения бурового раствора плотностью  $1,95\text{--}2,0 \text{ г}/\text{см}^3$  с падением уровня на 30–50 м. Сразу же после поглощения циркуляцию прекращали и поднимали буровой инструмент на безопасную высоту. Затем через час доливали по  $0,5\text{--}1,0 \text{ м}^3$  бурового раствора. После того как уровень в затрубном пространстве устанавливался на устье, восстанавливали циркуляцию, допускали инструмент по 50–100 м и вели промывку в течение 15 минут. Подходили к забою с минимальной возможной подачей насоса и с вращением инструмента. Как, правило, удавалось возобновить бурение. Для подстраховки в трубы закачивали  $3\text{--}5 \text{ м}^3$  высоковязкой бентонитовой пасты с таким расчетом, чтобы перед началом углубления она начала поступать в затрубное пространство. Пересчет позволил понять: вскрывались трещины с раскрытостью  $0,5\text{--}1 \text{ мм}$ , а объем поглощенного раствора доходил до  $5\text{--}10 \text{ м}^3$ .

Для установления природной величины трещины или ее раскрытости под действием гидродинамического давления до 5 мм, определим, с каким расходом будет происходить уход бурового раствора в пласт (при прежних размерах и показателях):

$$Q = 0,6 \cdot (5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,05) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 250} = 10,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с.}$$

Так же методом подбора и приближения определим длину проникновения  $l$ .

Мы нашли величину в скобках в формуле (4.4) — она равна 0,82. И окончательно:

$$l = \frac{2 \cdot 2,5 \cdot 10^6 \cdot (5 \cdot 10^{-3})^3 \cdot 0,05}{3 \cdot 10,5 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 10^{-3}} \cdot 0,82 = 81,3 \text{ м.}$$

Но если увеличить вязкость бурового раствора перед вскрытием возможной трещины в 3 раза, а динамическое напряжение сдвига повысить до 20 Па, то глубина проникновения снизится до 29 м. Очевидно, что увеличение реологических свойств бурового раствора не позволит предотвратить поглощения. Потому необходимо для ликвидации случившегося поглощения готовить смеси с твердыми наполнителями различного свойства, которые должны создавать дополнительные сопротивления, а сами смеси при остановках потока — существенно снижать свою подвижность, вплоть до отверждения.

Если представить, что вскрыт 1 м пласта, и площадь распространения трещины в радиусе 29 м равна  $0,785 \cdot 29^2 = 660 \text{ м}^2$ , а общая трещиноватость составляет 10 %, то будет поглощено  $66 \text{ м}^3$  бурового раствора вязкостью  $30 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$  и динамическим напряжением сдвига 20 Па.

На месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам) во время вскрытия нефтесодержащих гранитов (3850–5000 и более) бурение сопровождалось поглощениями бурового раствора плотностью  $1,03\text{--}1,06 \text{ г/см}^3$  практически на каждой скважине. Поглощение удавалось ликвидировать после одной или двух закачек вязкоупругих жидкостей с наполнителями в объеме  $12\text{--}15 \text{ м}^3$ . Но на некоторых скважинах с таким объемом смеси не удавалось ликвидировать поглощения даже после нескольких последовательно выполненных операций. На арендованной платформе фирмы Шломберже, где были приемные емкости объемом  $60 \text{ м}^3$ , приготовили  $52 \text{ м}^3$  вязкоупругого состава с наполнителями. При закачке этой смеси давление на насосе не поднималось выше  $0,5 \text{ МПа}$ , и только после закачки  $45 \text{ м}^3$  поглощенной смеси было замечено устойчивое увеличение давления на насосе до расчетной величины. После небольшого по времени технологического отстоя приступили к углублению скважины.

Подобные скважины, вскрывшие трещины площадью  $200\text{--}250 \text{ мм}^2$ , легко возбуждались при вызове притока и имели дебиты до  $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Поглощение в пластах с раскрытыми каналами характеризуется резким нарушением циркуляционного потока, а именно его прекращением — от частичного до полного, а также изменением в широких пределах положения статического и динамического уровней жидкостей в стволе при остановках и восстановлении циркуляции промывочной жидкости.

При поглощениях, причиной которых явилось раскрытие трещин, признаками изменения гидравлического состояния скважины являются:

- частичное нарушение циркуляции жидкости, не сопровождающееся значительным снижением статического уровня.
- периодическое возникновение поглощения при повышении избыточного давления на кровлю проницаемых пород до величины давления раскрытия трещин.

Поглощения, возникновение которых связано с гидроразрывом горных пород, имеют место в процессе цементирования обсадных колонн. Фактором, приводящим к гидроразрыву, является давление, превышавшее прочность горного массива. Характерными признаками такого рода поглощений являются:

- внезапное прекращение циркуляции буровых жидкостей;
- незначительное превышение динамического уровня жидкости над статическим при установленной производительности буровых насосов;
- существенное повышение приемистости поглощающих пород при незначительном повышении избыточного давления на кровлю проницаемых пород.

Интенсивные отборы газа и нефти в многоэтажных залежах углеводородов, включающих от двух до 10–15 пластов, приводят к существенным изменениям напряженно-деформированного состояния пород, ослаблению в них прочностных связей и образованию систем искусственных трещин, снижающих давление гидроразрыва.

Одновременно со снижением начального пластового давления имеет место и адекватное повышение репрессий на нефтегазовые пласты при вскрытии их бурением. Ввиду этого на вновь бурящихся скважинах отмечают поглощения бурового раствора, когда на ранней стадии разбуривания месторождения их не отмечали.

#### **4.4. Примерная последовательность работ по ликвидации поглощений бурового раствора**

1. В промысловых условиях для сокращения затрат времени и средств на предупреждение поглощения необходимо применять данные мероприятия в следующей последовательности с одновременным их комбинированием.
2. Снижение подачи буровых насосов и скорости спуска инструмента. Эта мера осуществляется силами буровой бригады без привлечения дополнительных материально-технических и временных затрат на ожидание материалов, специальной техники и приспособлений. Одновременно уточняется фильтрационная характеристика поглощающего пласта. Этими данными обосновывается выбор следующего мероприятия, если не достигнуто технологически необходимое снижение потерь жидкости при применении предыдущего.
3. Снижение плотности промывочной жидкости разбавлением водой, нефтью. Мероприятие может проводиться без остановки процесса бурения сразу после возникновения поглощения. В комплексе с мероприятиями п. 1 и вводом в промывочную жидкость закупоривающих наполнителей эта мера наиболее эффективна при предупреждении поглощений.

4. Регулирование реологических свойств промывочной жидкости. Это мероприятие отличает неопределенность конечного результата, в то же время в сравнении с предыдущими мероприятиями последнее требует больших затрат средств и времени.
5. Ввод в промывочную жидкость закупоривающих наполнителей. Эта мера позволяет также повысить реологические свойства бурового раствора. При необходимости применения повышенных концентраций наполнителей нередко требуется замена турбинного способа бурения на роторный.
6. Применение азарации промывочной жидкости является исключительной мерой, поскольку она не обеспечивает стабильности гидравлических условий в скважине и нередко оказывается дорогостоящей.

Для повышения эффективности качества работ при предупреждении поглощений исполнителям следует руководствоваться следующими методическими принципами и практическими приемами.

1. При возникновении частичного поглощения промывочной жидкости оперативно определяются интенсивность поглощения, глубина статического уровня жидкости, расчетная величина коэффициента полной приемистости.
2. Эти же показатели определяются при снижении рабочей подачи буровых насосов на 50 %.

Промысловый опыт показывает, что наиболее эффективны и надежны для предупреждения поглощений мероприятия, связанные с регулированием подачи буровых насосов, скорости спуска инструмента, вводом закупоривающих наполнителей и гидромониторной кольматацией проницаемых пород. Реализация этих мер не снижает пределов действующего регламента на плотность промывочной жидкости, контролирующего баланс гидростатического и пластового давления в скважине.

Регулирование параметров промывочной жидкости (снижение плотности, структурной вязкости, повышение динамического и статического напряжения сдвига) понижает порог действующего регламента по безопасности ведения буровых работ, повышает вероятность дестабилизации гидравлических условий в скважине и является малопредсказуемым в плане достижения конечных результатов. Кроме того, реализация этих мер связана с более высокими, чем предыдущие меры, затратами средств и времени.

Поэтому применение этого мероприятия обосновывается по результатам снижения подачи буровых насосов и ввода закупоривающих наполнителей, если необходимо еще больше понизить достигнутый уровень интенсивности поглощения жидкости.

При бурении скважины структурированными промывочными жидкостями различного типа плотностью более  $1120 \text{ кг/м}^3$  наиболее предпочтительным методом предупреждения частичных поглощений интенсивностью до  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$  является гидромониторная кольматация проницаемых стенок скважины.

На основании векового опыта предложен комплекс и дана *последовательность мероприятий по ликвидации поглощений, связанных с полной потерей циркуляции.*

1. *Подъем бурильной колонны и ожидание.* Долото поднять на безопасную высоту и доливать скважину (при необходимости) периодически до установления уровня бурового раствора на устье. Оставить ее в покое на 4–8 часов. После этого возвратит долото на забой, выполняя намеченные мероприятия по возобновлению углубления скважины.
2. *При отсутствии результата* следует поднимать бурильную колонну с попыткой восстановить циркуляцию. На той глубине, на которой удалось восстановить циркуляцию, следует приступить к вводу наполнителей. Желательно вводить три-четыре наполнителя различного вида и размера. Одновременно можно снизить плотность бурового раствора не более чем на 0,02–0,04 г/см<sup>3</sup>, не оставляя без внимания как положение уровня бурового раствора в затрубном пространстве при подъеме бурильной колонны, так и объем в приемной емкости. Все работы необходимо вести через одну приемную емкость, отключив от нее остальные.
3. При отсутствии результата по первому и второму пункту после подъема долота на уже установленную глубину приготавливают глинистую пасту с наполнителями. В приготовленную глинистую смесь нужной плотности добавляют закупоривающие материалы, содержащие круглые и угловатые агрегаты для образования перемычек в трещинах и мелкие частицы для ее запечатывания. Объем смеси — 5–10 м<sup>3</sup> в зависимости от диаметра скважины. Далее следует начать закачку приготовленной смеси в трубное пространство с таким расчетом, чтобы она оказалась на выходе в затрубное пространство при подходе к поглощаемому интервалу, затем продолжать проработку и начать углубление. После того как глинистый тампон с наполнителем окажется в затрубном пространстве, следует остановить циркуляцию, приподнять долото от забоя и оценить ситуацию. Углубление в этом случае необходимо, так как могут быть вскрыты новые трещины, и они должны быть изолированы.

Некоторые предпочитают периодическую подкачку под давлением тампонирующей смеси.

Для успешной изоляции поглощающего пласта в каждом случае следует определять вероятностный размер трещин.

4. Если мероприятия, предусмотренные пунктами 1–3, не дали положительного результата, то для закупорки трещин и пор рекомендуют применять БСС. БСС — это смесь дизельного топлива и бентонита или бентонита, дизельного топлива и цементного порошка. Смесь БСС задавливают в зону поглощения через трубы, и одновременно в затрубное пространство закачивают буровой раствор. Происходит

мгновенное свертывание с образованием больших и малых сгустков, которые должны препятствовать уходу бурового раствора в пласт. Эта рекомендация существует очень давно. Но личный опыт автора по части применения БСС с целью ликвидации поглощения бурового раствора в пласты с очень большой трещиноватой проницаемостью на больших глубинах (более 3000–4500 м) был отрицательным. Автором было сделано более 20 операций с применением БСС.

5. При отсутствии положительных результатов с применением различных тампонов, в том числе с наполнителями в продуктивном пласте, не рекомендуется бурить скважину на воде без выхода циркуляции.
6. Необходимо прекратить бурение ниже неизолированной зоны и спустить промежуточную колонну (хвостовик).

Тем не менее, геологические условия столь разнообразны, что даже если удастся реализовать все вышеописанные мероприятия, предупредить осложнения или ликвидировать поглощение удается не всегда.

#### **4.5. Причины возникновения поглощений бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири**

Серьезные затруднения при углублении скважин в Восточно-Сибирском регионе связаны с применением буровых растворов на солевой основе. Бурение приходится вести на растворах плотностью более  $1200 \text{ кг/м}^3$ , чтобы не размывать солевые отложения, имеющиеся в разрезе скважин с градиентами пластовых давлений ниже  $0,01 \text{ МПа/м}$ . Поэтому поглощения бурового раствора неизбежны — естественно, на их предупреждение и ликвидацию затрачиваются время, технические средства и материалы.

Восточно-Сибирский регион расположен в месте геологического взаимодействия Средне-Сибирской платформы с Ангаро-Ленским плато, что привело к многочисленным локациям линз с минерализованными пластовыми флюидами (рапой) и образованию комплексов ослабленных горных пород с интрузиями и тектоническими нарушениями. По геологическому разрезу скважин на газоконденсатных месторождениях Иркутской области сверху вниз выделяются три структурных (надсолевой, солевой, подсолевой) и четыре литолого-стратиграфических комплекса (терригенно-карбонатный, галогено-карбонатный, карбонатный и базальтно-терригенный).

Наиболее интенсивные поглощения (до  $40 \text{ м}^3/\text{час}$ ) происходят на глубинах от 280 до 620 метров в отложениях карбонатных и терригенных пород с карстовыми и кавернозными коллекторами. Некоторые поглощающие пласты связаны с коллекторами подпитки Ангаро-Ленского бассейна, также по геологическому разрезу встречаются карстовые пещеры, образованные миграцией подпочвенных вод. Бурение надсолевого комплекса осуществляется на высоковязких, глинистых буровых растворах или на технической воде без выхода циркуляции. Применение растворов на нефтяной основе исключено по экологическим причинам, использование дорогостоящих азрированных или

эмульсионных буровых растворов с облегчающими добавками ограничено непредсказуемостью условий возникновения поглощений в данном регионе.

Поглощения малой интенсивности (до  $5 \text{ м}^3/\text{час}$ ) происходят в зонах тектонических нарушений хемогенных солевых отложений на глубинах с 1120 до 2800 метров. Наличие солевых отложений мощностью более 100 метров диктует условие применения соленасыщенных буровых растворов плотностью 1180–1200  $\text{кг}/\text{м}^3$  при эквиваленте градиентов пластовых давлений 1,101,15 МПа/100 м. При условии отсутствия четырехступенчатой системы очистки плотность соленасыщенного бурового раствора с мелкодисперсным шламом увеличивается до 1220–1240  $\text{кг}/\text{м}^3$ . По фактическим наблюдениям и данным гидравлической программы, величина эквивалентной плотности при забое 1325 метров превышает 1260  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Повышение плотности раствора до 1260  $\text{кг}/\text{м}^3$  приводит к гидроразрыву пласта. Такие поглощения наиболее сложны в плане их изоляции. Наряду с этим в каждой третьей скважине встречается аномалия с рапопроявлениями.

Продуктивные залежи нефти и газа на глубинах 3200–3600 метров осложняются пластами с аномальным пластовым давлением с интенсивностью поглощений до  $12 \text{ м}^3/\text{час}$  при наличии окаймляющих горизонтов с пластовыми водами. Экранирующие пласты продуктивных коллекторов представлены «стреляющими» аргиллитами с пропластками ангидритов и доломитов.

Не все выделенные тектонические нарушения отображены в данных гравииаразведки и магниторазведки и закартированы геологической съемкой данного региона, поскольку многие ГКМ Восточной Сибири находятся в стадии поисково-разведочного бурения.

По данным комплекса геофизических работ и результатов глубокого бурения в тектоническом строении Берямбинской площади Красноярского края также достаточно четко выделяются три структурных этажа: надсолевой, солевой и подсолевой. Надсолевой структурный этаж включает достаточно сложный комплекс пород эрозионно-тектонического контакта двух различных по составу геологических сред: глубоко метаморфизированных и осадочных образований. Солевой галогенно-карбонатный структурный этаж объединяет усольскую, бельскую и ангарскую свиты. Подсолевой этаж включает в себя осинский продуктивный горизонт.

Пластовые интрузии, изменяющиеся по мощности от 85 до 350 м, встречаются на всех месторождениях Восточной Сибири.

Надсолевая гидрогеологическая формация составляет наиболее водообильный комплекс, в котором выделены поровые и пластово-поровые воды, в большинстве случаев безнапорные, которые проявляют себя в основном поглощениями бурового раствора. В соленосной формации вниз по разрезу происходит смена пресных и соленых вод, сначала на хлоридно-натриевые рассолы (рассолы выщелачивания соли), затем на крепкие хлоридные натриево-кальциевые рассолы с минерализацией до 452 г/л, плотностью 1470  $\text{кг}/\text{м}^3$  и содержанием тяжелых попутных газов до 3,9 %.

Наибольшие успехи в борьбе с поглощениями достигаются при выполнении технологических мероприятий, которые выбраны не только по величине коэффициента удельной приемистости пласта, но и по имеющейся информации о величине каналов фильтрации. Существует несколько способов оценки размеров каналов поглощения, некоторые из них можно использовать, находясь на буровой:

- наблюдение за фракционным составом шлама до и во время поглощения и расчет эквивалентной величины раскрытости каналов (трещин);
- поиск корреляций в данных гидродинамических исследований.

В процессе инжиниринга на разведочных скважинах Ковыктинского и Южно-Ковыктинского месторождений Иркутской области специалистами регулярно отбирались пробы выбуренной породы шламоотборником, который устанавливали на 2–3 минуты в желобе у устья скважины. Отобранные пробы шлама промывали и просушивали, а для большей информативности некоторые из них фотографировали. Из каждой отобранной пробы брали по две навески для исследования непосредственно на буровой и в лаборатории. Вес одной навески выбирали в зависимости от размера наибольшего шлама в пробе.

Размер наибольшей фракции шлама, мм	3	5	10
Максимальный вес пробы, кг	0,5	2	6

Пробу шлама просеивали через набор сит с размерами отверстий 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5; 0,25 мм. Результаты ситового анализа вносили в таблицу 4.1.

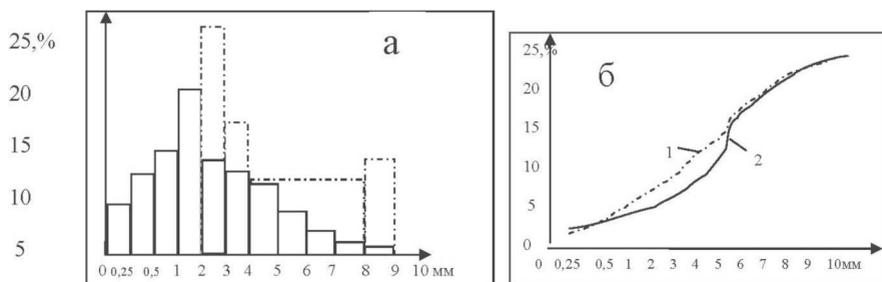
Т а б л и ц а 4.1

**Результаты ситового анализа шлама**

Интервал отбора проб, м	Общий вес пробы, кг	Размер фракций, мм				
		0,25	0,25–0,5	0,5–1	1–2	2–3
		вес, %	вес, %	вес, %	вес, %	вес, %
1248	1,5	6	7	15	32	40
1253	2,5	8	12	26	40	14

В качестве критерия служил средний размер крупных фракций, уносимых в каналы пласта, по которым рассчитывали раскрытие этих каналов. Было принято, что размер поглощающих каналов в два-три раза больше средневзвешенного диаметра проникающих в них частиц шлама.

По результатам ситового анализа построили график распределения фракций шлама по весу и составили суммарную кривую. График распределения показывает весовые выходы частиц каждого размера в данной пробе. Его строят в виде гистограммы: на оси абсцисс откладывают размеры фракций, а на оси ординат — выход фракций в процентах. По данным ситового анализа отобранного шлама, построения графиков распределения фракций шлама и кумулятивной суммарной кривой рис. 4.1, по которой можно ориентироваться при выборе фракционного состава и концентрации наполнителей в буровых и изоляционных растворах.



**Рис. 4.1. График распределения фракций шлама:**

а — гистограмма, б — кумулятивная интегральная кривая;

1 — пробы шлама, отобранные до поглощения;

2 — пробы шлама, отобранные при поглощении

Большие сложности возникают, когда разрез скважины представлен отложениями солей и пластами (например, известняка) с высокой трещиноватой проницаемостью (например, Курумбинское месторождение нефти). При бурении под промежуточную колонну диаметром 219 мм из-за наличия в разрезе каменной соли использовали полимерный соленасыщенный раствор плотностью  $1,23 \text{ г/см}^3$ . Но большой перепад между забойным и пластовым давлением приводил к интенсивным поглощениям бурового раствора в нижележащих отложениях. Использование известных мероприятий приводило к размыву солей, образованию каверн и непреодолимым условиям бурения. Проблема была решена, когда применили эмульсионный раствор на углеводородной основе (ЭРУО), который включает (на  $1 \text{ м}^3$ ): дизельное топливо — 510 кг, органophilный бентонит — 15 кг, эмульгатор — 25 кг, хлористый натрий — 120 кг и пресную воду — 408 кг.

И наконец, следует применить технологию бурения с заданным забойным давлением, когда снижается эквивалентная плотность бурового раствора до минимально возможного, вплоть до снижения ее ниже градиента пластового давления. Но для реализации этой технологии потребуется применить оборудование, инструмент, герметизирующие устройства, другие жидкости и материалы, обеспечивающие безопасность работ при бурении, спускоподъемных операциях, спуске и цементировании обсадных колонн (хвостовика). Технология бурения с заданным забойным давлением (вариант с отрицательным дифференциальным давлением) может быть эффективна с точки зрения недопущения поглощения бурового раствора, когда углубление происходит по продуктивному горизонту.

#### **4.6. Определение текущих характеристик поглотившего пласта и принятие решения по ликвидации осложнения**

Итак, поглощение бурового раствора во время бурения распознается по уменьшению уровня в приемных емкостях, уменьшению скорости потока

на выходе из скважины по сравнению со скоростью подачи буровых насосов, падению давления на манометре, установленном на стояке. Все эти показатели взаимосвязаны.

Поглощение бурового раствора нередко начинается при спуске труб, восстановлении циркуляции. Об этом свидетельствует снижение выхода бурового раствора, а его полное отсутствие однозначно свидетельствует о начавшемся поглощении и о том, что место поглощения находится под долотом.

Отсутствие выхода бурового раствора во время восстановления циркуляции свидетельствует о принудительном поглощении. Необходимо прекратить работы в том режиме, при котором имело место восстановление циркуляции, и выполнить рекомендации, которые здесь изложены.

1. Во время бурения необходимо постоянно контролировать объем бурового раствора в приемных емкостях.
2. Уменьшение объема в приемных емкостях во время углубления однозначно свидетельствует о поглощении. Не допускайте ухода (потери) бурового раствора объемом более 2 м<sup>3</sup>.
3. Приподнимите долото от забоя на 5–10 м и остановите насосы.
4. Определите интенсивность поглощения:

$$Q = \frac{V}{t}, \quad (4.8)$$

где  $V$  — объем поглощенного бурового раствора, в м<sup>3</sup> за время  $t$ , час.

5. Определите площадь вскрытой трещины  $w$ , используя время истечения из емкости через насадки (с момента начала и до окончания движения бурового раствора) по формуле:

$$w = \frac{2 \cdot f \cdot z}{T \cdot \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot P}}, \quad (4.9)$$

где  $f$  — площадь, совпадающая со свободной поверхностью (забоем), из которой происходит излив в трещину, м<sup>2</sup>;

$T$  — время излива с момента его начала и до окончания движения раствора, с.;

$\mu = 0,6$  — коэффициент расхода;

$z$  — напор, который определяется как  $z = P / g \cdot \rho$ , м;

$P = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}} = \Delta P + \Delta P_{\text{зат}}$ ;

$P_{\text{заб}}$  — забойное давление во время бурения, МПа;

$P_{\text{пл}}$  — пластовое давление, МПа;

$\Delta P$  — запланированное превышение гидростатического давление столба бурового раствора над пластовым, МПа;

$\Delta P_{\text{зат}}$  — гидравлические потери в затрубном пространстве скважины, МПа;

$\rho$  — плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>.

6. Рассчитайте коэффициент динамической приемистости:

$$K_D = \frac{Q}{P}, \quad (4.10)$$

где  $P$  — перепад давления между забойным и пластовым.

7. Оцените среднюю раскрытость каналов фильтрации поглощающих пород по формуле:

$$\delta_{cp} = \sqrt[3]{a \cdot K_D \cdot t \cdot \tau_0}, \quad (4.11)$$

где  $a = 0,06 \cdot 10^{-3}$  — коэффициент пропорциональности,

$\tau_0$  — динамическое напряжение сдвига нагнетаемой жидкости.

**Пример.** Уменьшение объема бурового раствора в приемной емкости составило  $2 \text{ м}^3$  в течение 0,2 часа. Площадь забоя  $f = 0,0366 \text{ м}^2$ . Превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым  $\Delta P = 2,0 \text{ МПа}$ ; гидравлические потери в кольцевом пространстве  $\Delta P_{зат} = 2,0 \text{ МПа}$ ; плотность бурового раствора  $\rho = 1760 \text{ кг/м}^3$ . Определить коэффициент динамической приемистости и раскрытость канала. Динамическое напряжение сдвига бурового раствора  $\tau_0 = 5 \text{ Па}$ . Подача насоса — 40 л/с. Перепад давления  $\Delta P = 0,5 \text{ МПа}$ .

**Решение.**

Шаг 1.  $P = \Delta P + \Delta P_{зат} = 2,0 + 2,0 = 4,0 \text{ МПа}$ .

Шаг 2.  $Z = \frac{P}{\rho \cdot g} = \frac{4 \cdot 10^6}{1760 \cdot 9,8} = 231,9 \text{ м}$ .

Шаг 3.  $w = \frac{2 \cdot 0,0366 \cdot 231,9}{120 \cdot 0,6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 231,9}} = 0,000742 \text{ м}^2 = 7,42 \text{ мм}^2$ .

$$Q = \frac{2 \text{ м}^3}{0,2 \text{ час}} = 10 \text{ м}^3/\text{час}.$$

$$K_D = \frac{40 \cdot 10^{-3}}{0,5} = 0,08 \text{ м}^3/\text{час} \cdot \text{МПа}.$$

$$\delta_{cp} = \sqrt[3]{0,06 \cdot 10^{-3} \cdot 0,08 \cdot 0,2 \cdot 5 \cdot 10^{-6}} = 1,03 \text{ мм}.$$

Вскрытая мощность поглощающего пласта при механической скорости бурения  $v_{мех} = 10 \text{ м/час}$  может быть определена по формуле:

$$h = v'_{мех} \cdot t = 10 \cdot 0,2 = 2 \text{ м}.$$

8. Если показатель интенсивности поглощения  $Q \leq 25\text{--}30 \text{ м}^3/\text{час}$ , а раскрытость трещин не превышает 1,5 мм, то обязательными мероприятиями для ликвидации поглощений являются:

8.1. Технологическая остановка процесса бурения на 6–10 часов с момента возникновения поглощения.

Бурильный инструмент на этот период поднимается от забоя и устанавливается в безопасном интервале (обычно в башмаке последней обсадной колонны). В случае необходимости периодического расхаживания бурильной колонны долото должно быть поднято не менее чем на 700 м. Во время технологического отстоя происходит нерегулируемая кольматация и закупорка приствальной зоны поглощающих пород за счет повышения концентрации твердой фазы и прочности структуры промывочной жидкости, заполнивших проницаемые каналы.

При подъеме инструмента следует обязательно доливать скважину в объеме поднятых бурильных труб.

Сразу же после остановки на технологический отстой необходимо доливать скважину по  $1 \text{ м}^3$  с интервалом в один час до полного ее заполнения.

- 8.2. Восстанавливать циркуляцию следует на пониженной скорости. Предварительно следует в течение 2–3 минут поворачивать бурильную колонну. Одновременно с включением насоса следует начать подъем бурильной колонны на первой скорости. Это мероприятие обеспечивает минимальное увеличение забойного давления.
- 8.3. Промывка скважины должна длиться не менее одного цикла. В это время в раствор с целью усиления его закупоривающих свойств следует ввести наполнители и реагенты для повышения его реологических свойств.
- 8.4. При допуске долота до забоя следует периодически восстанавливать циркуляцию и вести промывку в течение не менее 15 минут, продолжая ввод наполнителей и реагента для повышения структурно-механических свойств и реологии бурового раствора.
9. Если показатель интенсивности поглощения  $Q > 30 \text{ м}^3/\text{час}$ , раскрытость трещин превышает 1,5 мм и скважина доливается после подъема бурильной колонны и технологического отстоя, то следует приготовиться к ликвидации поглощения с помощью установки тампона при одновременном углублении скважины.

К забою приближаются осторожно, восстанавливают циркуляцию и осуществляют промывку после спуска очередных нескольких свечей. Когда долото будет находиться в 10–20 м от забоя, начинают закачку заранее приготовленного тампона с наполнителем. Проработку ствола ведут таким образом, чтобы долото подошло к забою к моменту выхода тампона из труб в заглубное пространство. Продолжают углубление скважины до тех пор, пока  $\frac{3}{4}$  объема тампона не будет выкачено из труб. Затем останавливают бурение и поднимают долото на безопасную глубину для восстановления циркуляции и промывки. После технологического отстоя в течение 5–8 часов следует со всеми предосторожностями идти до забоя для продолжения обычного бурения. Объем тампона должен быть не менее  $6 \text{ м}^3$ , подача насосов при промежуточных промывках, закачке тампона и во время углубления скважины не должна быть более 20 л/с.

10. При показателе интенсивности поглощения  $Q > 100 \text{ м}^3/\text{час}$ , если раскрытость трещин превышает 2 мм и скважина не доливаётся после подъема буровой колонны на безопасную глубину и технологического отстоя, следует приготовиться к закачке тампона.

Производство изоляционной операции в общем случае осуществляется по следующей схеме:

- колонна буровых труб (как правило, без УБТ) спускается в скважину и устанавливается на 20–50 м выше глубины начала поглощения;
- подготавливается к операции необходимая тампонажная техника и осуществляется ее обвязка с устьем скважины;
- подготавливается расчетный объем изолирующего тампона. Объем тампонирующего раствора для условий бурения долотом диаметром 295 мм должен быть в пределах 6–10 м<sup>3</sup>. После получения требуемых показателей раствора  $\eta = 40\text{--}50 \text{ сПз}$ ,  $\tau = 20\text{--}30 \text{ Па}$  (условная вязкость более 250 с.) в него вводят наполнители;
- закачивают приготовленный тампон в буровые трубы на минимальной скорости с целью снижения потерь из-за поглощения дорогостоящего бурового раствора. Это мероприятие позволяет снизить интенсивность дренирования прискважинной области поглощающего пласта, а также величину избыточного давления на кровлю изолируемого интервала;
- продавку тампонажного состава также следует производить на минимальной подаче насосов (10–20 л/с), что позволит иметь минимальный перепад давления на кровлю поглощающего пласта (рекомендуемый перепад — 3–5 МПа). Следует контролировать циркуляцию. При выходе тампона из буровых труб и наличии полной циркуляции следует загерметизировать устье скважины и поддерживать давление не более 4,0 МПа. Нужно продавить весь объем тампонажного раствора, оставив в трубах 0,5 м<sup>3</sup>.

Если продавка тампонажного раствора проходила при избыточном давлении на устье скважины, то следует приступить к подъему буровой колонны с целью спуска компоновки низа колонны и углубления скважины.

#### 4.7. Наполнители

Закупоривающим агентом может быть любой материал, частицы которого обладают достаточно малыми размерами и при вводе которых в буровой раствор он может прокачиваться буровыми насосами. Агентов великое множество. В каждом регионе обычно имеются свои проверенные в деле наполнители.

Особое внимание уделяется обеспечению «плотной» упаковки наполнителей. Наиболее плотная упаковка частиц отвечает условию распределения их по размерам по закону геометрической прогрессии. При ликвидации поглощения наибольший эффект может быть получен при максимально уплотненной пробке, особенно в случае мгновенного ухода бурового раствора.

Наполнители по качественным характеристикам подразделяются на волокнистые, пластинчатые (чешуйчатые) и зернистые (гранулярные).

Закупоривающие свойства некоторых наполнителей приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

**Закупоривающие свойства наполнителей при фильтрации через щели с параллельными стенками**

Наибольшее раскрытие закупориваемых трещин, мм	Наполнители			Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
	Материал	Тип наполнителя	Фракционный состав	
2–3	кордное волокно	волокнистый	волокна длиной 5–10 мм	до 60
	пакля строит.	гранулиров.	волокна длиной до 50 мм	до 20
	губчатая резина	— " —	размер 3–10 мм	30–50
	кожа-«горох»	— " —	размер 1,0–5 мм	15–20
	шлам буровой	— " —	Размер 0,2–1,0 мм	20–50
	скорлупа орехов.	— " —	размер 2,0–4,5 мм	57
	пластик	— " —	размер 0,15–4,5 мм	57
1–2	резинов. крошка	— " —	размер 0,5–3,0 мм	25
	перлит зернист.	— " —	размер 0,5–6,0 мм	30
	известняк	— " —	размер 0,2–2,0 мм	10–12
	опилки	— " —	длиной 5–6 мм	25–30
	скорлупа орехов.	гранулиров.	размер 0,6–2,0 мм	до 57
	целлофан	пластинчатый	размер 1,5–1,6 мм	23
0,5–1	коробочки хлопка	гранулиров.	тонкие	28
	целлофан	пластинчатый	Размер 1,5–5,0 мм	23
	речной песок	гранулиров.	размер 0,1–1,0 мм	20–50
	кора древесная	волокнистый	длиной до 10 мм	28
	опилки древесные	— " —	длиной 1,6–2,5 мм	30–60

Эффективность глинистых, цементных, глинисто-цементных тампонов существенно возрастает при вводе в них наполнителей с различными размерами частиц.

Ввод наполнителей практически не снижает плотности бурового раствора, более того, при использовании растворов плотностью менее  $1,05 \text{ г/см}^3$  растворы несколько утяжеляются. Из твердых наполнителей, значительно снижающих плотность буровых растворов, применяют микросферы.

Стеклянные микросферы — это сыпучие порошки, состоящие из отдельных полых частиц сферической формы, наполненных углекислым газом, аммиаком или азотом. Размер частиц колеблется в пределах  $15\text{--}200 \text{ мкм}$ , их плотность, в зависимости от дисперсности, —  $120\text{--}450 \text{ кг/м}^3$ .

Альтернативой стеклянным микросферам являются алюмосиликатные полые микросферы АСПМ, получаемые из водной суспензии золы, которая образуется при сжигании каменного угля на ТЭЦ. Они представляют собой правильные сферы со сплошными непористыми стенками, внутренняя полость которых заполнена азотом и двуокисью углерода.

Микросферы находят все более широкое применение при цементировании обсадных колонн, где возможны гидроразрывы и поглощения буровых жидкостей (Янкевич В. Ф. и др.). Концентрация их в сухой смеси составляет  $7\text{--}25 \%$ , что позволяет достигнуть плотности цементного раствора  $1300\text{--}1500 \text{ кг/м}^3$ .

Снижение плотности бурового раствора с  $1,05 \text{ г/см}^3$  до  $0,93\text{--}0,96 \text{ г/см}^3$  достигается с вводом микросфер АСПМ, что позволяет снизить перепад давления при бурении скважин на небольшой глубине и ограничить уход бурового раствора.

Наполнители вводят в основном в структурированные изоляционные составы (ИС), в которых легко обеспечивается равномерное распределение частиц по объему. Поэтому закупорка трещины частицами наполнителя сопровождается образованием фильтрационных корочек с последующим образованием дисперсной фазы. Промежутки между пробками в каналах ухода остаются заполненными жидкой фазой ИС или фильтратом бурового раствора, которые имеют повышенные значения реологических параметров.

Эффективность закупоривания определяется размером частиц и их формой, фракционным составом наполнителя, его концентрацией и видом исходного материала. Важна правильная сортировка частиц по размерам и выбор оптимального фракционного состава. Считается, что для надежного закупоривания каналов ухода максимальные размеры частиц наполнителя должны быть в три раза меньше раскрытости трещин. Вследствие разнообразия форм частиц наполнителя такие рекомендации носят общий характер. Поэтому для оценки закупоривающей способности различных материалов в каналах различной формы и раскрытия широко используют экспериментальные методы. Раздельно оценивают закупоривающую способность в порах, в трещинах с параллельными гранями и клиновидных трещинах. Обычно для каждого размера частиц, для каждой формы частиц наполнителя существует критический размер щели, более которого трещина не закупоривается. В то же время надежны комбинации разноразмерных частиц.

При определенном сочетании частиц с различными размерами наполнители дают наибольший эффект. Крупноразмерные частицы создают основу тампона в трещине, а мелкоразмерные — уменьшают его проницаемость, повышают устойчивость. Необходимое соотношение размеров частиц наполнителей можно получить только экспериментальным путем.

Основная масса инертных наполнителей имеет удельный вес, немного отличающийся от удельного веса ИС, в который они вводятся. Наличие структуры в ИС способствует равномерному распределению наполнителя по массе раствора. В то же время некоторые наполнители, особенно минеральные, благодаря повышенному удельному весу могут осаждаться. В таких случаях приходится увязывать размеры частиц с реологическими параметрами ИС или бурового раствора.

При использовании закупоривающих материалов вследствие недостатка информации о раскрытии трещин возникают затруднения в выборе максимального размера частиц наполнителя. Поэтому, как правило, целесообразно использовать разноразмерный материал.

Некоторые наполнители, несмотря на то, что в литературе они называются инертными, таковыми не являются. В первую очередь это относится к закупоривающим материалам растительного происхождения (опилки, пенка и др.). Непосредственно на реологические свойства раствора они влияют несущественно. Однако, впитывая воду, они тем самым уменьшают объем жидкой фазы раствора. Относительный объем твердой фазы увеличивается, что может привести к резкому росту вязкости и статического напряжения сдвига. Поэтому вводить наполнитель нужно постепенно, в несколько этапов. Тогда легче реагировать на нежелательное изменение реологических параметров.

Для оценки кольматирующей способности наполнителей и материалов, применяемых в рецептурах изолирующих составов (ИС) в условиях, приближенных к скважинным, нами была использована экспериментальная стендовая установка, обеспечивающая перепад давления до 5,0 МПа и пропускную способность до 55 м<sup>3</sup>/час.

Отличительная особенность стендовой установки ОАО НПО «Бурение» заключается в учете насыщенности моделей искусственных кернов пластовыми флюидами различной минерализации и влияния температуры в пределах до 90 °С на свойства и сроки схватывания ИС. Проницаемость и шероховатость моделей керновых образцов достигнута ассортиментом природных и строительных материалов: керамзит, щебень, базальт, гравий, галька, шлак, булыжник и др.

Конструкция установки позволяет наглядно осмотреть результаты исследования материала и получить дополнительную информацию к регистрируемым параметрам. Схема установки представлена на рис. 4.2.

В качестве закупоривающих материалов исследованы как широко известные наполнители (опилки, резиновая крошка, асбест, ореховая скорлупа, отходы хлопка, слюда и т. п.), так и новые разработки полидисперсных гранулярных, чешуйчатых и волокнистых кольматантов.



**Рис. 4.2. Схема испытательной установки для моделирования проницаемых кернов**

Исследовательская работа была направлена на определение оптимального компонентного состава наполнителей в буровых и изоляционных растворах для предупреждения и ликвидации поглощений в горно-геологических условиях строительства скважин на ГКМ Восточной Сибири. Из наполнителей в экспериментах применялись:

- а) кольматанты серии «К», разработанные ЗАО «Объединение Росресурс» и представляющие собой смесь порошкообразных зернистых плоскочешуйчатых частиц разнообразной формы и размеров с включениями волокнистых материалов. По составу эти компоненты являются полисахаридными и лигноцеллюлозными компонентами растительного происхождения; они выпускаются трех видов: К1, К3 и К10, с максимальным размером соответственно 1, 3 и 10 мм. В изолирующие составы они вводились как по отдельности, так и в комплексе, в определенном процентном соотношении;
- б) гермопор — порошок с частицами волокнистой структуры, антифильтрационная добавка и экологически чистый материал, обладает высокой эффективностью при промывке скважин в условиях поглощений буровых растворов. Ввод гермопора в буровой раствор в количестве 0,2–2 % существенно влияет на его стабилизирующие,

фильтрационные и другие свойства. Основными активными составляющими гермопора являются гуммирующие вещества, танин, крахмал. Гермопор является продуктом переработки шелухи какао-бобов с плотностью  $1100 \text{ кг/м}^3$  и насыпным весом  $500\text{--}550 \text{ кг/м}^3$ . По внешнему виду гермопор предоставляет собой однородный порошок с размерами частиц от 0,1 до 2–3 мм, цвет — от светлого до темно-коричневого;

- в) ореховая скорлупа импортного производства двух фракций: мелкая, размером 0,1–0,2 мм, и гранулированная, размером 1–3 мм. Фракции смешиваются в определенном соотношении в зависимости от размеров поглощающих каналов;
- г) измельченный шлак, который предоставляет собой смесь округленных частиц размером 0,1–2 мм и плотностью  $2,9 \text{ г/см}^3$ . Характерной особенностью шлака является то, что со временем во влажной среде он может отвердевать и придавать определенную прочность изолирующему экрану;
- д) американские наполнители с фирменными названиями Kwik Seal Medium и Kwik Seal Fine, которые представляют собой смесь гранулированных, чешуйчатых и волокнистых материалов, предназначенных для ликвидации поглощений. Они изготавливаются двух размеров: средние — до 10 мм и мелкие — 1–5 мм. В их состав входят ореховая скорлупа, частицы крошки, древесные частицы, резанная тонкая матовая и глянцевая бумага и прочие компоненты.

Испытывались также другие наполнители: асбест различных марок, резиновая крошка, древесные опилки, подсолнечная лузга и изоляционные материалы Barofibre, Baracarb, Baraplug, Micatex, Steelseal фирмы Baroid.

При анализе лабораторных исследований процесса кольматации использовались усредненные значения параметров керновых образцов, которые обеспечивают получение необходимой информации об эффективности кольматирующей жидкости и наполнителей.

Влияние условной вязкости и структурно-реологических свойств ИС до введения наполнителей на глубину проникновения жидкой фазы в образец искусственного керна отражено в таблице 4.3.

Оптимальное значение исходной условной вязкости соответствовало 140–170 сек. Так как Полигум является основой вязкоупругих составов Химпак, то были проведены исследования по определению необходимого его количества для создания качественной основы. При необходимости увеличения концентрации Полигума-С его вводили не в растворенном виде, а в виде порошка, что увеличивало концентрацию наполнителя в ИС и уменьшало исходную вязкость раствора.

Таблица 4.3

**Влияние концентрации полимеров на глубину проникновения изоляционного состава внутрь образцов искусственных кернов**

Рецептура ИС				Технологические параметры					
№ п/п	Полигум, %	АСГ-1, %	Гермопор, %	УВ <sub>700/500</sub> , сек.	Растекаемость, см	Объем фильтраата при полной изоляции, см <sup>3</sup>	Время изоляции, мин.	Глубина экрана, мм	Пластическая прочность экрана, гс/см <sup>2</sup>
1	12	2	13	336	14	15	50	10	810
2	10	1,5	21	164	14	52	60	15	900
3	8	1,0	27	70	14	64	77	13	850

Первоначально концентрация наполнителей в кольматирующем растворе определялась на основе анализа опубликованных работ, в которых указывалось или процентное содержание наполнителя в объеме жидкости, или вес наполнителя на 1 м<sup>3</sup> жидкости. Учитывая, что наполнители имеют различную плотность, структуру, компонентный состав, влажность и т. д., а ИС и его жидкая фаза имеют различную пластическую вязкость, динамическое и статистическое напряжение сдвига, условную вязкость и т. д., концентрация наполнителя в жидкости определялась по консистенции кольматирующего состава, приготовленного из этих компонентов. Второй опыт из таблицы 4.3 представляет наибольший интерес, поскольку отражает оптимальное соотношение полимеров и наполнителей в рецептуре Химпак при условии качественной изоляции искусственного керна.

Опытные работы на установке позволили сделать выбор размера наполнителей в зависимости от среднего эквивалентного диаметра каналов поглощения (см. таблицу 4.4).

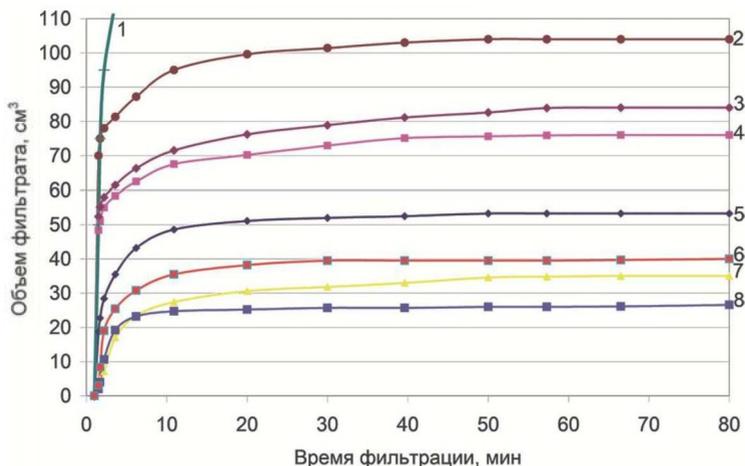
Таблица 4.4

**Выбор размеров (dн, dнmax, dнmin, концентрации отдельных фракций (с.), числа фракций (n) наполнителя в зависимости от среднего эквивалентного диаметра поглощающего пласта**

п.п.		Средний эквивалентный диаметр каналов поглощения, мм								
		2	4	6	8	10	12	14	16	18
1	dн — средний размер наполнителя, мм	1	2	3	4,5	5	6	6,9	7,9	8,5
2	dнmax — максимальн. размер наполнителя, мм	1,4	2,8	4,2	6,4	7,1	8,2	10	11,2	12,5
3	dнmin — минимальный размер наполнителя, мм	0,6	1,2	2,0	3,2	3,4	4,2	4,8	5,2	6,3

п.п.		Средний эквивалентный диаметр каналов поглощения, мм								
		2	4	6	8	10	12	14	16	18
4	C — концентрация отдельных фракций наполнителя, %	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2
5	$\sum C_i$ — суммарная концентрация наполнителей, %	14,2	18,5	22	25	26	27	28,5	29	29,5
6	n — число фракций наполнителя	5,9	7,5	8,2	9	9,6	10,2	10,4	10,6	10,8
7	Средний размер перекрываваемых каналов, мм	2,3	4,5	6,3	9,5	10,6	12,53	15,5	17,2	19,1

Наполнители в ИС серии Химпак вводились как индивидуально, так и в виде смеси наполнителей в определенном процентном соотношении. Большое количество исследований кольматирующей способности было проведено на всех марках наполнителей серии «К». Керновый образец был сформирован из гальки размером 5–10 мм, его проницаемость составляет 4,14 мкм<sup>2</sup>, а размер поглощающих каналов равен 2–2,5 мм. Расход воды через установку с этим керном достигал 0,5 м<sup>3</sup>/час при перепаде давления в 0,001 МПа, а при перепаде в 0,1 МПа проницаемость керна соответствует 50 м<sup>3</sup>/час. На рис. 4.3 приведены кольматирующие свойства наполнителей серии «К».



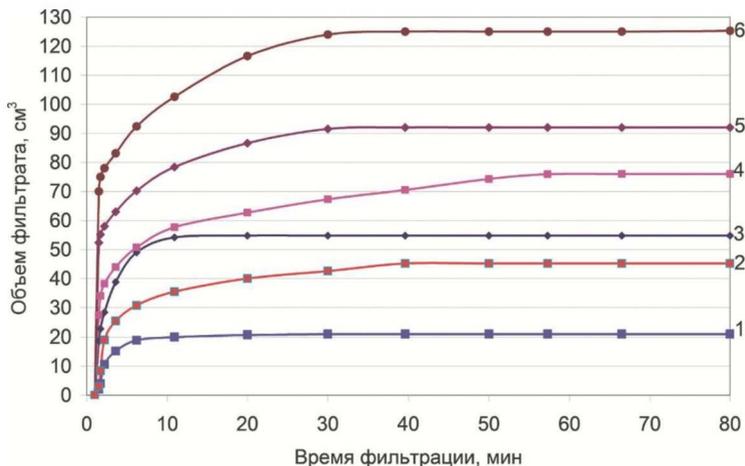
**Рис. 4.3. Кольматирующие свойства наполнителей серии К в сочетании с другими в Химпак на средней гальке 5–10 мм проницаемостью 4,14 мкм<sup>2</sup>:**

- 1 — K<sub>10</sub>; 2 — K<sub>1</sub>+K<sub>3</sub>+K<sub>10</sub>; 3 — K<sub>3</sub>+резиновая крошка; 4 — K<sub>1</sub>+K<sub>3</sub>; 5 — K<sub>3</sub>;  
6 — K<sub>1</sub>+K<sub>10</sub>; 7 — K<sub>1</sub>+K<sub>3</sub>+K<sub>10</sub>+резиновая крошка; 8 — K<sub>5</sub>+Асбест А-6

Из всех кривых, представленных на рис. 4.3, видно, что полная кольматация керна в большинстве случаев достигнута, и только в 2–3 опытах проницаемость кернов по истечении 70 минут выдержки приблизилась к нулю.

Основной вывод из приведенных результатов состоит в том, что градиция наполнителей серии «К» проведена в соответствии с кольматирующей эффективностью перекрывать каналы соответствующего размера.  $K_1$  применим к каналам размером до 1 мм,  $K_3$  — к каналам до 2 мм и  $K_{10}$  — к каналам более 10 мм. Это позволяет сделать вывод, что все кольматанты серии «К» могут быть рекомендованы для проведения изоляционных работ с предварительным подбором их количественного соотношения в системах и учетом геологической информации о скважинах.

Наряду с детальными исследованиями наполнителей серии «К», показавших высокую результативность, нами были изучены и другие доступные наполнители (рис. 4.4), некоторые из которых использовались на практике. Следует отметить, что и эта серия экспериментов подтвердила ранее полученные результаты, показавшие большой разбег кривых по вертикали (рис. 4.4).



**Рис. 4.4. Кольматирующая способность различных наполнителей в Химпак на керне из гальки 5-10 мм проницаемостью 4,14 мкм<sup>2</sup>:**

- 1 — смесь гермопора с резиновой крошкой; 2 — смесь ореховой скорлупы;
- 3 — смесь кольматантов «К»; 4 — смесь KSM и KSF; 5 — асбест + резиновая крошка;
- 6 — торф, шлак, мел.

Из всех представленных на рис. 4.4 результатов наилучший был получен при исследовании гермопора, который в дальнейшем явился своего рода эталонным для оценки эффективности кольматирующих свойств других наполнителей.

Высокую изолирующую способность проявили ореховая скорлупа и шлак. Ореховая скорлупа импортной поставки состоит из двух фракций:

мелкой, диаметром 0,1–0,2 мм, и гранулированной, диаметром 1–3 мм. При смешении этих фракций в соотношении 1:1 и вводе этой смеси в раствор Химпак в количестве 30 % был получен кольтатирующий состав с растекаемостью по конусу АзНИИ 15 см. Через 50 минут фильтрации при расходе 43 см<sup>3</sup> фильтрата проницаемость керна была доведена до нуля.

Активное снижение проницаемости кернового образца происходит в течение первых 5–7 минут, такое быстрое снижение проницаемости отмечается только с гермопором.

Асбест А-6, резиновая крошка диаметром до 1–2 мм и торф также обеспечивают полную герметизацию керна, но при большем расходе фильтрата и времени фильтрации.

Торф также обеспечил полную закупорку керна, но при этом было израсходовано 123 см<sup>3</sup> жидкой фазы изоляционного состава. Кстати, с торфом был проведен только один опыт, возможно, при большем числе опытов или в смеси с другими наполнителями он показал бы лучшие результаты.

Как видно из рис. 4.5, гермопор проявил более высокую закупоривающую способность в сравнении с другими наполнителями: проницаемость кернового образца снизилась до нуля в течение 15 минут, и в течение последующих 70 минут образец оставался непроницаемым.

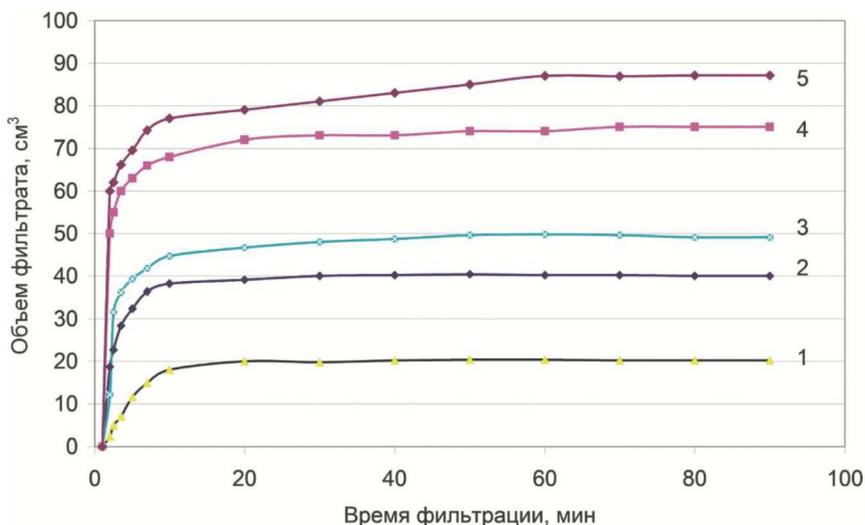


Рис. 4.5. Влияние процентного содержания гермопора и АСГ-1 на изолирующие свойства ИС серии Химпак

- 1 — гермопор 20 % и АСГ 3 %; 2 — гермопор 20 % и АСГ 2 %;
- 3 — гермопор 20 % и АСГ 1 %; 4 — гермопор 16 % и АСГ 1 %;
- 5 — гермопор 12 % и АСГ 1 %.

Экспериментальные испытания гермопора как закупоривающего наполнителя для изоляции высокопроницаемых и трещиноватых пород были проведены на описанной выше установке с керновым образцом из крупной гальки диаметром 10–15 мм, проницаемостью  $5,85 \text{ мкм}^2$  и пропускной способностью более  $30 \text{ м}^3/\text{час}$  при давлении в  $0,7 \text{ МПа}$ .

Чтобы убедиться в достоверности полученного результата и оценить влияние различных факторов на изолирующую способность гермопора, были проведены дополнительные исследования. В водный раствор 12–15%-ного Полигума-С с гермопором вводился биополимерный химреагент марки АСГ-1, являющийся структуратором и регулятором псевдопластичных и тиксотропных свойств растворов. Количество вводимого АСГ-1 составляет 0,5–3 % и зависит от типа наполнителя, свойств кольматирующей жидкости, характеристики кернового образца. Результаты этих исследований представлены на рис. 4.5.

Как следует из рис. 4.5, добавка от 1 до 3 % АСГ-1 (кривые 1, 2, 3) повышает закупоривающую способность составов, а снижение количества гермопора с 20 до 12 % (кривые 3, 4, 5) увеличивает объем расходуемого фильтрата, но сохраняет время полной изоляции керна на том же уровне при неизменном содержании АСГ-1 (1 %).

Оптимальной является добавка АСГ в количестве 1,5–2 %. Наилучшие результаты были достигнуты при содержании гермопора 20–25 %. При меньшем его содержании резко возрастает объем жидкой фазы (до 7–9 % от объема жидкости затворения) и снижается активность кольматации образца. Во всех опытах достигнута полная экранизация поглощающих пластов, что свидетельствует о высокой изолирующей способности гермопора при широком разнообразии рецептур ИС.

ИС серии Химпак разработанные в ОАО НПО «Бурение», обладают малой условной вязкостью и высокой подвижностью с повышенными смазочными свойствами, что позволяет увеличить в 1,2–1,5 раза количество транспортируемых наполнителей. Фильтрат Химпак способен проникать в поглощающий коллектор на большую глубину, увеличивая зону изоляции поглощающего пласта. У составов серии Химпак повышенная адгезионная способность, то есть способность прикрепляться или приклеиваться к горному массиву, чего не наблюдается при использовании систем на основе ПАА. Все перечисленные качества предлагаемых ИС серии Химпак в сочетании с профессионально подобранным компонентным составом наполнителей дают предпосылки для успешной ликвидации поглощений высокой интенсивности.

Далее в экспериментах было увеличено разнообразие вводимых наполнителей для придания составу вязкоупругих свойств. В 15 % наполнителей содержится некоторое количество резиновой крошки и сухой основы ИС серии Химпак. Глубина проникновения фильтрата при этом увеличивается в 1,5–2 раза, а время изоляционных работ сокращается. Изолирующий экран выдерживает перепад давления более  $3,0 \text{ МПа}$ .

В таблице 4.5 представлены результаты выбора компонентного состава и концентрации наполнителей в рецептурах ИС в соответствии с размерами поглощающих каналов и трещиноватостью кернов, моделирующих условия возникновения поглощений.

Таблица 4.5

**Рекомендации по выбору наполнителей**

Тип породы	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Приемистость, м <sup>3</sup> /час * МПа	Размер канала трещины, мм	Тип и размер наполнителей, мм	Процентное содержание, %	Наименование наполнителей
Пористые и мелко-трещиноватые	0,47	1–2	0,5–1,5	Чешуйчатые 0,2	3–4	Кольматанты серии КЗ-10, слюда, мел и молотый мрамор
				Гранулярные 0,5	2–3	
Крупно- и средне-пористые	1,7	2–8	1,5–3	Чешуйчатые до 0,5	3	Гермопор, К <sub>13</sub> , ореховая скорлупа, резиновая крошка, асбест
				Гранулярные 0,5–1	4	
				Волокнистые 3–5	3	
Средне-трещиноватые	4,14	8–12	3–5	Гранулярные 1–2	5	Гермопор, орех. скорлупа, шелуха подсолнечника, резиновая крошка, асбест и мрамор
				Чешуйчатые 0,5–1	7	
				Волокнистые 6–10	4	
Крупно-трещиноватые и кавернозные	5,82	12–20	5–10	Волокнистые 6–10	8	Гермопор, гранулы полиэтилена, каменная соль, асбест, мрамор
				Гранулярные 1,5–3	6	
				Чешуйчатые 2–3	7	

**4.8. Тампонажные растворы и смеси для борьбы с поглощением**

При борьбе с поглощениями преимущественно используются тампонажные смеси и пасты на основе нетвердеющих глинистых материалов, твердеющих вяжущих веществ и водорастворимых полимеров. Применяются эти смеси как самостоятельно, так и в различных комбинациях. Наиболее важными тампонажными свойствами смесей считаются:

1. реологические показатели, характеризующие подвижность: пластическая вязкость  $\eta$ , динамическое напряжение сдвига  $\tau$ ,
2. тиксотропные показатели — способность систем восстанавливать коагуляционную пространственную структуру после механического

напряжения. Это свойство тампонажных смесей существенно влияет на закупорку каналов поглощающих пород. Показателями тиксотропных свойств тампонажных смесей являются предельное статистическое напряжение сдвига  $\Theta$  и скорость структурообразования в активной среде  $\theta_i$ ;

3. тампонажно-технические характеристики твердеющих смесей: водоотделение  $\Phi$ , сроки начала схватывания  $t_{схв}$  и твердения  $t_{мс}$  вяжущего, прочность цементного камня в двухсуточном возрасте  $P$ .

Большинство нетвердеющих тампонажных смесей и паст приготавливаются на основе бентонитовых глин и глинопорошков в различных комбинациях с химреагентами и наполнителями. Основное их назначение заключается в вытеснении и замещении пластовых флюидов в прискважинной зоне поглощающих пород вязкопластичной смесью, и, следовательно, повышение гидравлических сопротивлений и закупорка каналов.

Выбор тампонажных смесей должен производиться с учетом геолого-технических условий и технологических расчетов.

Твердеющие тампонажные растворы и смеси приготавливаются на основе портландцементов, глин и полимеров. Снижение проницаемости каналов поглощающих пород происходит в результате отвердения вяжущего в пласте и образования тампонажного камня.

Приготавливаемые для ликвидации поглощения тампонирующие составы на основе цементов, их свойства регулируются изменением водо-твердого отношения, добавлением глинистых материалов (глинопорошков, бентонита) и вводом химреагентов-регуляторов структурообразования, водоотдачи, сроков схватывания и твердения.

Эффективность использования твердеющих тампонажных смесей существенно повышается, когда они используются совместно с глинистыми пастами, поскольку первые меньше подвергаются разбавлению пластовыми флюидами (водой) в призабойной зоне

Вязкоупругие смеси (ВУС) и пасты-пробки на основе полимеров занимают промежуточное значение между нетвердеющими и твердеющими составами. ВУСы отличаются предельно допустимыми по прокачиваемости в заливочных трубах значениями пластической прочности — более 5 Па, а также отсутствием растекаемости и проявлением «зависания» смеси в колонне буровых труб во время остановки прокачивания.

Приготовление ВУС заключается в обработке исходного раствора полимера (ПАА, гипана, КМЦ) водным раствором сшивающего агента (сульфата алюминия, хлорида алюминия, железа, меди, хрома, цинка и т. д.). Растворение реагентов проводится в отдельных емкостях. Затем при равномерном перемешивании раствора полимера в него вводится водный раствор соли до получения однородной системы ВУС. Сразу же после приготовления тампонажная смесь закачивается в трубы и в дальнейшем продавливается. Так обычно поступают, когда при достаточно высокой забойной температуре резко возрастает

прочностная структура раствора. Иногда приготовленную вязкоупругую тампонажную смесь выдерживают в течение 0,5–1,5 часов для повышения прочности структуры до заданной величины.

#### **4.8.1. Тампонажные составы для ликвидации поглощений**

В качестве тампонажных смесей для изоляции зон поглощения применяются составы на основе неорганических вяжущих полимеров и на глинистой основе. В зависимости от структурно-механических свойств все смеси подразделяются на растворы и пасты. Растворы имеют растекаемость более 13–14 см, а пасты — менее

##### ***Тампонажные смеси на основе неорганических соединений***

1. Смеси на основе портландцемента и его разновидностей — утяжеленные, песчаные, солестойкие, низкогидроскопичные с регулируемыми добавками (ускорителями, замедлителями и ПАВ).
2. Смеси с добавками спеццементов — глиноземистого, гипсо-глиноземистого, пуццоланового.
3. Гипсовые смеси на основе высокопрочного, строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей сроков схватывания.
4. Гипсоцементные растворы на основе строительного и высокопрочного гипса, тампонажного цемента и регуляторов сроков схватывания.
5. Гельцементные растворы на основе тампонажного цемента и глинопошковых.
6. Тампонажные растворы с высокой водоотдачей (ТРВВ) — смесь цементного раствора плотностью 1,35–1,45 и бентонитового раствора плотностью 1,18–1,2 г/см в соотношении 1:2.
7. Смеси на углеводородной основе: смесь дизельного топлива и вяжущего вещества, например, смесь растворов полимера и цемента, сухой глины в дизельном топливе и регуляторов сроков схватывания.

##### ***Тампонажные смеси на основе полимеров***

1. Тампонажная смесь СКМ-19 — смесь на основе водорастворимой карбамидной смолы М-19-92 и водного раствора хлористого железа.
2. Тампонажная смесь из гипана и раствора солей хлористого кальция — водные растворы хлористого кальция и гипана смешиваются в соотношении 1:1. Для повышения закупоривающих свойств раствор приготавливают на буровом растворе с добавкой тампонажного цемента.
3. Метасоцементная смесь — смесь водного раствора метана с цементом в следующем соотношении: цемент 100 %, хлористый кальций 4–10 % или 15–23 %, метасополимер 0,125–0,5 или 0,75–1,0 % при В/Ц = 0,4.
4. К той же группе относятся смеси на основе латексов, полиакриламидов (ВУС, ВУГ-2, ТС-ФА, Ремонт 1) и другие.

### ***Тампонажные смеси на глинистой основе***

1. Соляробентонитовая смесь (СБС) — смесь дизельного топлива и бентонитовой глины с добавкой ПАВ.
2. Вязкая тампонажная паста (ВТП) — содержит до 10–60 % глины, затворенной на водном растворе хлористого калия до 0,5–1,5 %.
3. Глинистая паста с гипаном приготавливается путем смешения глинистого раствора, приготовленного на 15–20 % растворе хлористого калия с раствором гипана 8–10%-й концентрации. Добавляют наполнители в количестве 20–180 кг на 1 м<sup>3</sup> раствора.
4. Глинистая паста с полиакриламидом — смесь 1%-го раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3 с вязкостью по СПВ-5 не более 45 с.
5. Отверждаемый глинистый раствор ОГР — глинистый раствор плотностью 1,1–1,4 г/см<sup>3</sup>.

### ***Тампонажные пасты на основе неорганических вяжущих***

1. Соляроцементная паста — смесь цементного раствора  $\rho = 1,84$  г/см и соляроцементного раствора  $\rho = 1,2–1,45$  г/см в объемном соотношении 0,5–1,3.
2. Цементно-глинистая паста — смесь цементного раствора на воде с растекаемостью 18–20 см, В/Ц = 0,5 и соляроглинистого раствора  $\rho = 1,24–1,26$  г/см<sup>3</sup>.
3. Метасоцементная паста — смесь водощелочного метаса 10–15%-й концентрации и цементной суспензии на растворе хлористого кальция. Метасо-цементное отношение 5–6.
4. Гипаноцементная паста, получаемая из гипана 10%-й концентрации и цементной суспензии с хлористым кальцием.
5. Полиакрамид — цементная паста, приготавливаемая на водном растворе полиакриламида (ПАА) и цементной суспензии на основе раствора хлористого кальция с добавкой кальцинированной соды.
6. Гельцементная паста с полиакриламидом получается при смешении цементного раствора  $\rho = 1,5$  г/см<sup>3</sup>, затворенного на водном растворе полиакриламида концентрации 0,25–0,3 % и глинистого раствора вязкостью 45 сек. в объемном соотношении 1:1. Смешивают при одновременной подаче цементного раствора в буровые трубы, а глинистого раствора — в заколонное пространство.

### ***4.8.2. Изоляционные составы (ИС) на основе глин и полимеров***

Механизм действия изоляционных составов изучался на керновых образцах. Исследования проводились с известными смесями: глинистыми пастами, гельцементами и цементами, а также с составами на полиакриламидной,

гуаровой, мочевино-формальдегидной, метакриловой, фуруроловой, алкилрезорциновой и эпоксидной основе, смесями латекса и жидкого стекла.

#### Глинистые изоляционные составы

Эти составы при изоляции пористых коллекторов с проницаемостью до  $2,8 \text{ мкм}^2$  показали хорошие результаты, но в трещиноватых и щелевидных образцах применение глинистых паст без наполнителей не давало положительных результатов. Поэтому использовались самые распространенные кольматанты, которые обеспечивали значительное снижение проницаемости образцов. Но с увеличением давления свыше 0,7 МПа интенсивность поглощения возрастала, и кольматация трещиноватых и щелевых образцов не достигалась.

Анализ структурообразующих свойств глин в сравнении с биополимерными химерагентами (АСГ-1, Ритизан) показал преимущество последних. На основании этого анализа определена максимальная концентрация наполнителей, обеспечивающая растекаемость состава до 14 см. Результаты сравнительных исследований глины и биополимера представлены в таблице 4.6, из которой следует, что добавка биополимерной составляющей АСГ-1 повышает тиксотропные и структурно-реологические свойства глинистых составов.

Основываясь на результатах испытаний, глинистую составляющую в смеси заменяли на биополимер, а с целью сохранения фракций глинистых частиц в смесь добавляли мел, мрамор, магбар и др.

Таблица 4.6

Сравнительные исследования глинистых паст и биополимерных систем

Водный раствор	УВ <sub>700/500</sub> , сек.	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин.	Толщина корки, мм	СНС <sub>1/10<sup>3</sup></sub> , дПа	ДНС, дПа*с	n	K	Допустимая концентрация кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент адгезии	Пластическая прочность, кгс/см <sup>2</sup>	Растекаемость, см
Глины	128	8	5	58/64	240	0,6	2,6	80	0,5	0,92	14
АСГ-1	45	4,5	0,2	15/32	110	0,3	0,9	240	0,3	1,7	14

#### Утяжеленные гелцементные составы

При исследовании гелцементных растворов с добавками пластификаторов и понизителей водоотдачи получены хорошие результаты, но низкая транспортирующая способность не позволила наполнителям проникать в каналы образцов на нужную глубину. Для повышения изолирующей способности и термостабильности гелцементных составов используют комбинации полимерных добавок. В состав таких комбинаций входят следующие компоненты:

цемент, глина, утяжелитель, соль NaCl, кальцинированная или каустическая сода, при необходимости — ПАА, а вместо глины биополимер АСГ-1. При исследованиях гелецементов преследовалась цель замещения глины на биополимерный реагент с целью увеличения транспортирующей способности и седиментационной устойчивости состава. Для получения качественного геля необходимо большее сшивание полимера внутри суспензии, что достигается дополнительным вводом хлористого кальция. При полном сшивании полимеров цементный раствор БСС превращается в пасту непосредственно в поглощающем пласте.

#### ***Полиакриламид-цементные составы***

Такие составы получают путем смешения двух суспензий, одна из которых изготовлена на водном растворе ПАА, а другая — на водном растворе хлористого кальция. В суспензию с хлористым кальцием вводится добавка биополимера АСГ-1.

Компонентный состав первой суспензии: цемент, глинопорошок, кальцинированная сода, хлористый кальций; а второй суспензии: цемент, биополимер АСГ-1, ПАА, кальцинированная сода, хлористый кальций, мраморная крошка.

#### ***Полимерные изоляционные составы***

Изоляционные составы на основе полиакриламида представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяются для проведения работ по снижению интенсивности поглощения с последующей закачкой отверждающихся тампонажных смесей или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения.

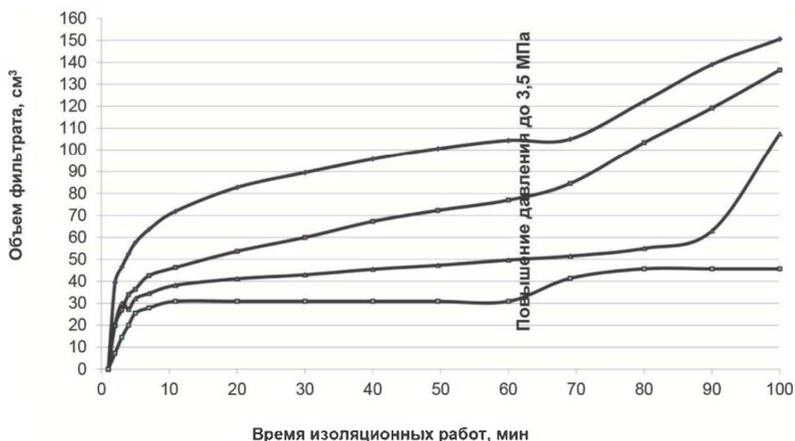
Важные свойства полимерных составов — низкая плотность, высокая начальная фильтрация, способность связывать свободную воду, образовывать эластичную пленку на стенке скважины и сохранять устойчивость пород.

Полимерные изоляционные составы имеют следующие преимущества перед цементными растворами с минеральными вяжущими веществами: удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах, высокую стойкость к агрессивным флюидам, содержащимся в коллекторах. Важное качество таких растворов — то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами.

Следует отметить, что результаты исследований составов на основе мочевино-формальдегидной, фурфуроловой, гуаровой, алкилрезорциновой смол и составов латекса и жидкого стекла дали положительные результаты, но токсичность и экологическая опасность ограничивают их применение на практике.

Из вышеперечисленных полимерных материалов нами был произведен отбор изоляционных составов по следующим критериям: эффективность и объем применения и внедрения, себестоимость  $1 \text{ м}^3$ , время приготовления и ОЗЦ, количество компонентов в рецептуре, токсичность. На рис. 4.6 представлены усредненные результаты сравнительных испытаний по эффективности ИС с современными полимерными реагентами (полиакриламид, гипан, метас, ВВП — водонабухающий полимер марки АК-639, АСГ-1 — биополимер,

Полигум-С — акрилатный реагент и 20%-й раствор жидкого стекла), применяемыми в изоляционных работах, в том числе и на месторождениях Восточной Сибири.



**Рис. 4.6. Эффективность кольматации различных ИС в стендовых условиях на крупно-пористом и средне-трещиноватом образцах моделей кернов:**

- 1 — глинистые и гельцементные ИС; 2 — ИС на основе ПАА, гипана, метаса;  
3 — ИС с ВВП и жидким стеклом; 4 — ИС на основе Полигум-С и АСГ-1

Из приведенных на рис. 4.6 данных видно, что глинистые и гельцементные ИС и вязкоупругие составы на основе ПАА и его производных (кривые 1, 2) частично снижают проницаемость в данных условиях, но при увеличении избыточного давления интенсивность поглощения возобновляется или возрастает. Третья кривая на графике показывает, что повторное повышение давления в испытательной камере до 3,5 МПа привело к отделению ИС на основе жидкого стекла и ВВП от массива кернового образца. Водонабухающая способность ИС на основе ВВП также ограничена, в атмосферных условиях она составляет до 1,5 % от объема жидкости затворения, а при перепаде давлений более 2,5 МПа увеличения объема не зафиксировано.

ИС четвертой серии обладают повышенной адгезией к горным породам за счет акрилатной составляющей, чего не наблюдается при использовании систем на основе ПАА или ВВП. Подобная ситуация объясняется различной скоростью закупорки моделей кернов и глубиной проникновения в них фильтрата ИС.

В качестве полимерной основы для приготовления вязкоупругих составов серии Химпак использовался полимер-гуматный Полигум-С и биополимерный АСГ-1. Использование гуминсодержащих компонентов в рецептурах ИСкратно повышает адгезионные свойства, а значит и силу сцепления жидкой фазы ВУС с горной породой.

Химреагент Полигум-С получают композиционным модифицированием ВУЩР высокомолекулярным гидролизированным полиарилатом анионного типа с некоторыми добавками. Химреагент Полигум-С имеет широкий диапазон гранулометрического органоминерального состава — от 5 до 3500 мкм и может быть предложен в качестве основы или гранулированного наполнителя для минерализованных буровых растворов в нерастворенном виде. ИС, обработанные стабилизатором разжижающего действия Полигум-С, создают прочную эластичную малопроницаемую корку на стенках ствола скважины, а за счет коллоидной составляющей способны кольматировать поглощающие горизонты различной пористости и трещиноватости.

Так как Полигум-С синтезирован на основе природных материалов, не загрязняющих окружающую среду, он может использоваться во всех регионах в условиях с повышенными требованиями по экологии.

Т а б л и ц а 4.7

**Технологические параметры вязкоупругих ИС серии Химпак**

Плотность	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	950–2350
Показатель фильтрации	$\Phi_{30}$ , см <sup>3</sup>	4–8
Условная вязкость	$UV^{700/500}$ , с.	180
Растекаемость	см	до 15
Показатель рН	рН	8–10
Глубина проникновения фильтрата в пласт	$R_o$ , см	5–35
Толщина изоляционной корки	$K_{кр}$ , мм	до 10
Пластическая прочность экрана (корки)	$Pm$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,5–1,0
Коэффициент адгезии с горной породой	$Ka$ , д. ед.	0,08–0,2
Динамическое напряжение сдвига	$\tau_o$ , дПа	30–80
Статическое напряжение сдвига	$CHC_{1/10}$ , дПа	25–85/45–120
Время гелеобразования	$T_{гель}$ , мин.	15–45
Сроки выдержки в пласте	$T_{схв}$ , мин.	35–180
Максимальные репрессии на пласт после ликвидации поглощений	$P_{гр}$ , МПа	2,5–5,0

#### 4.9. Оценка технологии использования газожидкостной смеси для предупреждения поглощения бурового раствора

Наиболее эффективным методом снижения интенсивности поглощения бурового раствора является снижение его плотности. Но когда поглощение имеет место при плотности бурового раствора менее 1,03 г/см<sup>3</sup>, то либо переходят на растворы на углеводородной основе, либо на газожидкостную смесь (азрированный буровой раствор).

Газожидкостное отношение

$$a = \frac{V_g}{V_{жк}}$$

для поддержания заданного забойного давления (забойной депрессии) в кольцевом пространстве при непрерывной циркуляции или с учетом гидравлических сопротивлений может быть определено по следующей зависимости:

$$a = \frac{0,1(\rho_{жс} - 10\bar{p}) \cdot L + \Delta P + P_K}{\left(1 - \frac{P_k}{0,1\rho_{жс}L + P_k}\right) \ln(0,1\bar{p}L - \Delta P)}, \quad (4.12)$$

где  $V_{г}$  — объем газа в нормальных условиях ( $0^{\circ}\text{C}$ ,  $\text{г}/\text{см}^3$ );  
 $V_{жс}$  — объем жидкости,  
 $\rho_{жс}$  — плотность буровой жидкости,  $\text{г}/\text{см}^3$ ;  
 $\bar{p}$  — градиент пластового давления,  $\text{г}/\text{см}^2\cdot\text{м}$ ;  
 $P_K$  — потери давления в кольцевом пространстве,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;  
 $L$  — глубина, м;  
 $\Delta P$  — проектируемое снижение забойного давления,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ .

Расчет плотности жидкостной смеси, выходящей на устье скважины, выполняется по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_{жс}}{a+1}. \quad (4.13)$$

В таблице 4.8 приведены расчетные показатели промывки с использованием газожидкостной смеси для скважины, бурящийся долотом диаметром 295 мм с бурильной колонной диаметром 127 мм.

Чтобы уменьшить наполовину перепад давления с целью снижения интенсивности поглощения требуется поддерживать газожидкостное отношение не менее 5.

Таблица 4.8

Расчетные показатели промывки с использованием газожидкостной смеси

Глубина скважины, м	Градиент пластового давления, $\text{кгс}/\text{см}^2\cdot\text{м}$	Плотность бурового раствора, $\text{г}/\text{см}^3$	Перепад давления между гидростат. и пластов., $\text{кгс}/\text{см}^2$	Проектируемое снижение забойного давления, $\text{кгс}/\text{см}^2$	Расход жидкости, л/с	Расход газа, $\text{м}^3/\text{мин}$	Газожидкостное отношение	Расчетная плотность газожидкостной смеси, $\text{г}/\text{см}^3$ на устье, $\text{г}/\text{см}^3$
700	0,1	1,1	7,0	3	25	3,9	2,6	0,3
	0,1	1,1	7,0	7,0	25	5,4	3,6	0,24
	0,85	1,05	14	7,0	25	8,55	5,7	0,22
	0,85	1,05	14	14,0	25	11,8	7,85	0,16
	0,85	1,05	14	14,0	15	7,1	7,85	0,16
1000	0,1	1,1	10	5	25	5,4	3,6	0,24
	0,1	1,1	10	10	25	7,2	4,8	0,19
	0,85	1,05	20	10	25	6,9	4,6	0,19
	0,85	1,05	20	20	25	11,0	7,3	0,13

Для создания равновесного состояния между гидродинамическим (забойным) и пластовым давлением требуются мощные компрессорные установки с использованием азота. Из-за низкой плотности выходящего газожидкостного потока его следует сдерживать с помощью герметизирующего устройства, устанавливаемого над превенторной установкой, и направлять на сепаратор, а затем оставшийся газ удалять с помощью дегазатора.

Остановки циркуляции, наращивание бурильной колонны, спуско-подъемные операции приводят к изменению забойного давления из-за всплытия газа, поэтому при использовании технологии бурения с аэрированными буровыми растворами необходимо предусматривать дополнительный контроль за скважиной и операции, обеспечивающие снижение объемов фильтрации буровых растворов и недопущение возможных притоков пластовых флюидов.

Не рекомендуется использовать при вскрытии поглощающих продуктивных отложений газожидкостную смесь, в которой жидкой составляющей является вода, из-за значительных объемов фильтрации в пласт воды при остановах циркуляции.

Помимо снижения репрессии на поглощающий пласт аэрированная жидкость при ее проникновении в пласт создает в нем воздушно-жидкостную блокаду, снижая интенсивность поглощения.

Использование технологии бурения поглощающих пластов с аэрированным буровым раствором не исключает проведение изоляционных работ с использованием глинистых и цементных тампонов.

#### **4.10. Рекомендации по производству работ с катастрофическими поглощениями при вскрытии пластов с АВПД**

Поглощение с резким падением уровня бурового раствора в скважине, возникающее сразу после вскрытия пласта с аномально высоким пластовым давлением, нередко приводит к притоку из пласта. На месторождении Тенгиз после спуска обсадной колонны диаметром 245 мм при вскрытии продуктивных отложений возникали поглощения, которые сопровождалось резким повышением механической скорости бурения и падением уровня бурового раствора в затрубном пространстве. Через некоторое непродолжительное время наблюдался приток из пласта. Следовательно, резкое падение уровня приводило к ситуации, когда гидростатическое давление столба бурового раствора становилось меньше пластового.

Движение бурового раствора в пласте, обусловленное поглощением, можно рассматривать как колебательный процесс в системе «скважина — пласт». В отсутствие сил трения величина снижения уровня ниже равновесного состояния в системе «скважина — пласт» при внезапном поглощении будет равна величине первоначального превышения гидростатического давления над пластовым, то есть если превышение гидростатического давления над пластовым составляло  $\Delta P$  (величина депрессии), то при резком поглощении при

равенстве площадей поперечных сечений скважины и трещины снижение забойного давления от исходного составит  $2\Delta P$ .

Уравнение движения в системе «скважина — пласт» при условии равенства сечений скважины и трещины с постоянной массой, участвующей в движении пластовой жидкости, имеет вид:

$$\left(\frac{m}{S} + \rho H\right) \frac{d^2 z}{dt^2} + \rho g Z - \rho g H + P_{nl} = 0, \quad (4.14)$$

где  $S = S_{mp} = S_{скв}$  — сечение трещины и скважины;  
 $m$  — масса приведенной в движение пластовой жидкости,  $m(t) = \text{const}$ ;  
 $H$  — глубина скважины;  
 $P_{nl}$  — пластовое давление;  
 $\rho$  — плотность бурового раствора;  
 $Z$  — текущее положение уровня бурового раствора в скважине,  $Z = 0$  при нахождении уровня жидкости на устье;  
 $g$  — ускорение силы тяжести ( $9,81 \text{ м/с}^2$ ).

С учетом сил трения, пропорциональных скорости течения, уравнение (4.14) имеет вид:

$$\left[ m \cdot \frac{S_{скв}}{S_{mp}} + \rho S_{скв} H + \left( \frac{\rho S_{скв}^2}{S_{mp}} - \rho S_{скв} \right) z \right] \frac{d^2 z}{dt^2} + \rho \left[ \frac{S_{скв}^2}{S_{mp}} - S_{скв} \right] \left( \frac{dz}{dt} \right)^2 + \lambda_{скв} S_{скв} \rho H \frac{dz}{dt} + (\lambda_{mp} S_{mp} - \lambda_{скв} S_{скв}) \rho z \frac{dz}{dt} + P_{nl} S_{mp} - \rho g S_{скв} H + \rho g S_{скв} z = 0$$

где  $\lambda_{скв}$  и  $\lambda_{тр}$  — коэффициенты трения соответственно в скважине и трещине,  
 $\lambda_c(t) = \text{const}$ ,  
 $\lambda_{тр}(t) = \text{const}$ .

При  $S = S_{тр} = S_{скв}$  и  $\lambda = \lambda_{скв} = \lambda_{тр}$  решение этого уравнения имеет вид:

$$z = -\gamma \left( e^{at} \cdot \cos bt + \frac{a}{b} e^{at} \cdot \sin bt - 1 \right),$$

где  $\delta = \frac{m}{\rho S H} + 1$ ;  
 $\gamma = -\left( H - \frac{P_{nl}}{\rho g} \right)$ ;  
 $a = \frac{\lambda}{2\delta}$ ;  
 $b = \sqrt{\frac{g}{\delta H} - a^2}$ .

На рис. 4.7 приведены результаты расчетов для следующих условий:

- глубина скважины  $H = 4000$  м;
- пластовое давление  $P_{пл} = 80,0$  МПа;
- плотность бурового раствора  $\rho = 2120$  кг/м<sup>3</sup>;
- $S = 0,026$  м<sup>2</sup>;
- $\lambda = 0,03$ ;
- $m = 39\ 000$  кг.

Поскольку при быстром падении уровня гидростатическое давление столба бурового раствора становится ниже пластового, то поступление пластового флюида даже при незначительной создавшейся депрессии неизбежно. Долив скважины сразу же после поглощения обязателен. Для этого нужно иметь запас облегченного бурового раствора, чтобы снизить репрессию на пласт при заполнении скважины до устья. Контроль за объемом долива и наличием уровня раствора на устье позволяет не допустить приток пластового флюида или обнаружить проявление на ранней стадии его возникновения, то есть не допустить поступления большого объема пластового флюида в ствол скважины.

В вышеприведенных условиях, если произошло поглощение с падением уровня на глубину 217 м, то гидростатическое давление столба бурового раствора снизится на 4,5 МПа и возникнет депрессия, равная 2,28 МПа. Чтобы избежать поступления пластового флюида, необходимо приступить к доливу скважины.

При доливе скважины раствором плотностью 1,05 г/см<sup>3</sup> до устья после окончания долива репрессия на пласт составит 0,82 МПа против первоначальных 2,32 МПа. Но даже при репрессии на пласт 0,82 МПа при катастрофическом поглощении уход бурового раствора в пласт может не прекратиться, пока не наступит равновесие между пластовым и забойным давлением.

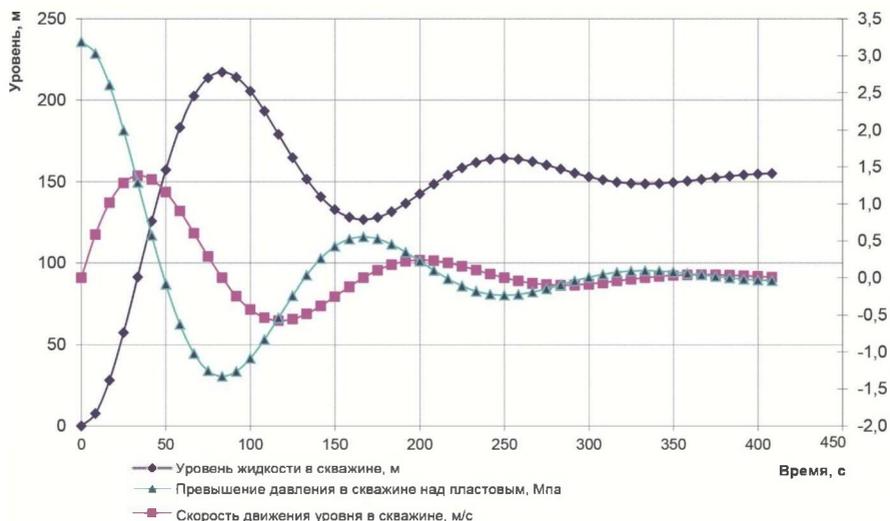
Длина ствола скважины, которая должна быть заполнена облегченным буровым раствором для получения равновесия между скважиной и пластом, может быть определена по формуле:

$$L = H - \frac{\frac{P_{пл}}{\rho_1} - H\rho_2}{\rho_1 - \rho_2}, \quad (4.15)$$

где  $\rho_1$  — плотность бурового раствора, при которой произошло поглощение;  
 $\rho_2$  — плотность облегченного бурового раствора.

Для вышеприведенных условий

$$L = 400 - \frac{\frac{800 \cdot 10^5}{9,8} - 4000 \cdot 1050}{2120 - 1050} = 296 \text{ м.}$$



**Рис. 4.7. Уровень, скорость и репрессия при катастрофическом поглощении на глубине 4000 м при плотности бурового раствора 2120 кг/м<sup>3</sup>**

Таким образом, при катастрофических поглощениях бурового раствора в условиях АВПД не следует доливать скважину тем же раствором, на котором велось бурение, так как не удастся прекратить поглощение при серьезных потерях дорогостоящего бурового раствора. Кроме того, будет потерян контроль над скважиной, то есть за возможным поступлением пластового флюида.

Предлагается следующий порядок работ при возникновении катастрофических поглощений во время вскрытия пластов с АВПД:

1. Сразу же после поглощения долить скважину буровым раствором минимальной плотности. Цель — восстановление превышения забойного давления над пластовым. Необходимо контролировать объем доливаемой жидкости.
2. Долив прекратить по достижении уровня жидкости на устье скважины. Зафиксировать объем долитой жидкости. Расчетным путем определить величину забойного давления и величину репрессии.
3. Поднять долото в башмак обсадной колонны. При подъеме вести долив скважины облегченным буровым раствором. Контролировать объем доливаемой жидкости и положение ее уровня на устье скважины.
4. Приступить к работам, направленным на восстановление циркуляции и ликвидации поглощения.

#### 4.11. Изоляция поглощений при наличии газонефтеводопроявления (ГНВП)

Изоляция поглощающих пластов в условиях газонефтепроявлений является одной из сложных технологических операций. Нередко поглощения бурового раствора являются причиной газонефтеводопроявлений из-за снижения гидростатического давления. Условия, при которых это происходит, связаны со сложным состоянием системы скважины, с наличием нескольких пластов, а также с наличием большого этажа нефтегазоносности.

На рис. 4.8 показана ситуация, когда два пласта на глубинах  $H_1$  и  $H_2$  имеют одинаковые градиенты пластового давления, то есть  $\rho_{пл1} = \rho_{пл2}$  (совместимые условия бурения), и произошло поглощение во время вскрытия пласта на глубине  $H_2$  с падением уровня в скважине на глубину  $h$ . Если при этом гидростатическое давление столба бурового раствора сравнялось с пластовым давлением на глубине  $H_2$ , то против пласта  $H_1$  оно оказалось меньше пластового давления. Это и обусловит приток из пласта  $H_1$ . Величина депрессии в районе пласта  $H_1$  будет тем больше, чем больше расстояние между  $H_1$  и  $H_2$ , а также при  $\rho_{пл1} > \rho_{пл2}$ .

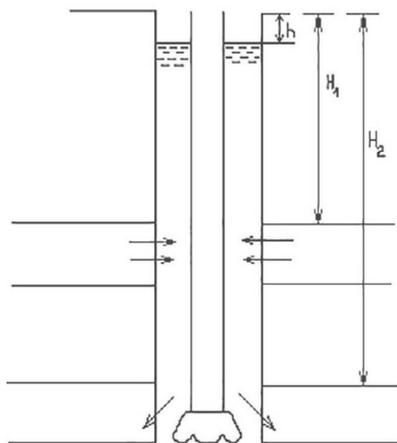


Рис. 4.8. Схема развития притока из пласта А при поглощении в пласт Б

График изменения градиента пластового давления большого этажа нефтеносности на примере Тенгизского месторождения представлен на рис. 4.9.

Очевидно, что для вскрытия продуктивного пласта на глубине 3800 м с градиентом пластового давления  $0,21 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$  с учетом требуемого 4 % запаса необходимо иметь плотность бурового раствора  $2,2 \text{ г/см}^3$ .

По мере углубления скважины разница между плотностью бурового раствора и градиентом пластового давления возрастает, а с градиентом давления поглощения — уменьшается. Увеличение репрессии на пласт по мере углубления скважины приводило к поглощению бурового раствора.

Единственным мероприятием, обеспечивающим вскрытие продуктивного пласта большой мощности, является ограничение глубины вскрытия с целью недопущения повышения забойного давления над давлением поглощения и перекрытия пробуренного интервала обсадной колонной (потайной колонной), а затем продолжение бурения на меньшей плотности бурового раствора.

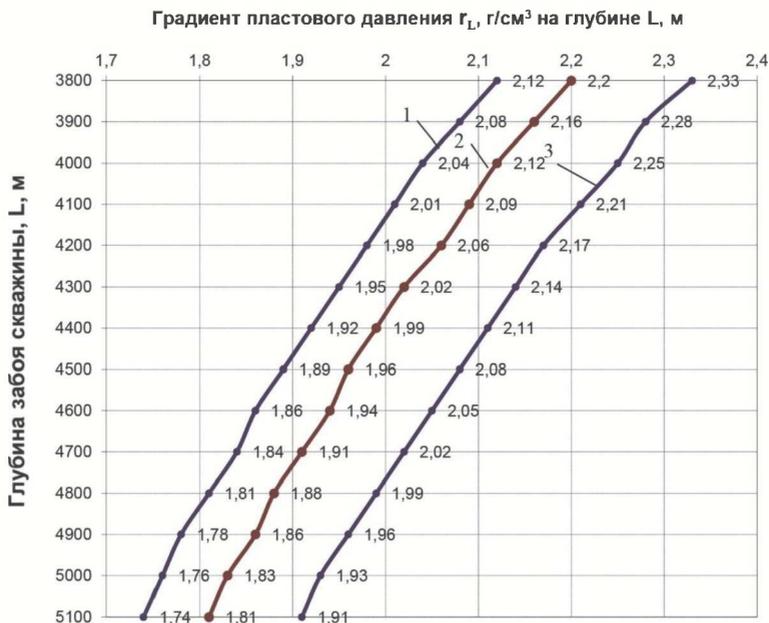


Рис. 4.9. График изменения градиента пластового давления  $\rho_L$ :

- 1 — градиент пластового давления на глубине забоя скважины, г/см<sup>3</sup>;
- 2 — минимально допустимая плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>, при коэффициенте превышения гидростатического столба бурового раствора в скважине над пластовым  $k = 1,04$  по отношению к кровле продуктивного пласта или к отметке нахождения башмака потайной 194-мм колонны;
- 3 — градиент начала поглощения, г/см<sup>3</sup>, при  $k_1 = 1,10$

Градиент пластового давления в продуктивной толще определяют по формуле:

$$\rho_h = (\rho_k - \rho_n) \cdot \frac{H_k}{h} + \rho_n, \quad (4.16)$$

- где  $\rho_h$  — градиент пластового давления на глубине  $h$ ;
- $h$  — текущая глубина забоя скважины;
- $\rho_k$  — градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см<sup>2</sup>·м;
- $\rho_n$  — удельный вес нефти, тс/м<sup>3</sup>;
- $H_k$  — глубина кровли продуктивного пласта, м.

В условиях, когда небольшое превышение забойного давления приводит к поглощению бурового раствора, а его уменьшение — к поступлению пластового флюида в ствол скважины, контроль над скважиной при выполнении технологических операций должен быть особенно строгим.

Технологические параметры, указывающие на возможность возникновения поглощения:

- уменьшение объема бурового раствора в емкостях во время бурения;
- уменьшение объема бурового раствора во время спуска бурильной (обсадной) колонны и восстановления циркуляции;
- снижение скорости потока выходящего раствора;
- падение давления на насосе;
- увеличение механической скорости бурения, «провалы» бурильной колонны.

Поглощения в продуктивных отложениях ликвидируют одним из следующих способов:

- созданием равновесного состояния в системе «скважина — пласт» путем снижения плотности, реологических параметров бурового раствора, подачи насоса с учетом времени смыкания трещин и кольматации пор пласта при технологических остановках;
- закачкой тампонов на базе используемых буровых растворов с повышенным содержанием наполнителя;
- специальными изоляционными работами для закупорки трещин поглощающего горизонта вязкоупругими составами и наполнителями.

В случае полного поглощения бурового раствора во время бурения с последующим поступлением пластового флюида (перелив) необходимо немедленно закрыть превентор. Далее следует закачать в скважину «на поглощение» не менее половины объема скважины ( $\frac{2}{3}$  из него — в затрубное пространство, остальное — в трубы), до снижения избыточного давления на устье скважины в трубах и затрубном пространстве до нуля с последующей проверкой скважины на перелив. Это мероприятие следует обязательно проводить, если пластовый флюид содержит сероводород и углекислый газ.

Дальнейшие работы следует проводить по плану с целью восстановления циркуляции, выравнивания раствора по стволу скважины до требуемых параметров.

Важным профилактическим мероприятием, направленным на предупреждение поглощений при спуске инструмента, а также с целью контроля над скважиной, является проведение промежуточных промывок. Цель их — разрушение структуры раствора, уменьшение пускового давления при восстановлении циркуляции, определение наличия и высоты подъема флюида в скважине, вымыв флюида.

#### 4.12. Изоляция пласта гидромониторными струями бурового раствора

Технология первичного вскрытия продуктивных отложений с обработкой ствола гидромониторными струями промывочных и тампонажных растворов предложена сотрудниками ООО «БашНИПИнефть» и Уфимского государственного нефтяного технического университета. Направленная кольматация проницаемых пород основана на реализации высоконапорных (гидромониторных) струй промывочных жидкостей со структурно-механическими свойствами и механизма «расклинивающего давления» [27].

*Кольматация* — это заполнение пор и каналов пород, проходимых скважиной, глинистыми или иными твердыми частицами или затвердевающими частицами жидкости. Она может быть механической и химической. В первом случае она происходит при заполнении пор и каналов под действием сил гравитации, трения и центробежных. Во втором — когда заполнение пор и каналов твердыми частицами сопровождается химическими реакциями с породами.

В каналы могут входить частицы, размер которых меньше  $\frac{1}{2}$  условного диаметра канала, тогда они являются основными кольматорами при естественной кольматации (под действием гидростатического давления). Частицы, размер которых меньше 0,1 условного диаметра канала, свободно проходит по нему.

В большинстве случаев кольматация происходит без нашего направленного влияния и способствует формированию низкопроницаемого и прочного экрана, снижает интенсивность фильтрации жидкости в пласт.

Кольматацию продуктивного пласта в период бурения и освоения считают нежелательной.

Положительный эффект применения струйной обработки стенок скважины был получен на прочных и эрозивно-стойких породах. Струйная обработка обеспечивает защиту стенок от глинистой корки при заполнении пор и каналов пород твердыми частицами бурового раствора.

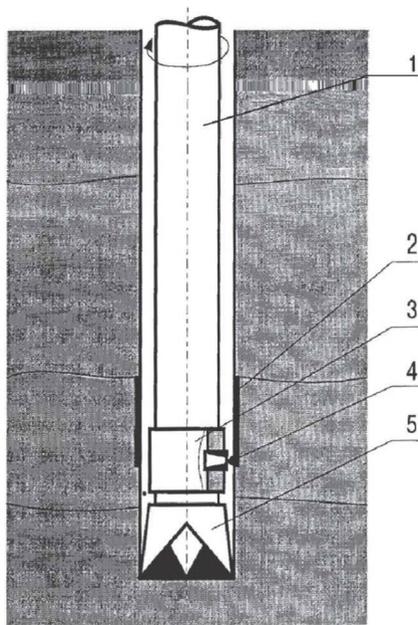
Обработка проницаемых горных пород в углубляющейся скважине гидромониторными струями буровых растворов осуществляется через насадки в наддолотном переводнике. Схема обработки приведена на рис. 4.10.

Для кольматации проницаемых пород используются глинистые, полимер-глинистые промывочные растворы с содержанием твердой фазы не менее 7 %, а также гелцементные и цементные растворы при производстве изоляционных работ. Как правило, гидромониторная кольматация с использованием устройства, имеющего насадку, совмещается с роторным бурением или бурением низкооборотными забойными двигателями. Такая технологическая схема позволяет производить изоляцию поглощающих проницаемых пород в процессе их вскрытия.

Реализуемая в наддолотном переводнике с гидромониторной насадкой гидравлическая мощность не должна превышать 30 % гидравлической мощности, передаваемой на забой скважины для его очистки от выбуренной породы.

Оптимальные значения параметров гидромониторной кольматации проницаемых пород в зависимости от их механической прочности (от 30 МПа и выше) и раскрытости каналов фильтрации (до 2 мм) изменяются в следующих пределах:

- скорость истечения струи, м/с — 60÷150;
- динамическое давление струи, МПа — 3÷12;
- частота вращения инструмента, с<sup>-1</sup> — 1÷2,0;
- скорость механического бурения, м/час — не более 30.



**Рис. 4.10. Схема гидромониторной обработки проницаемых пород в процессе бурения скважины:**

1 — буровые трубы; 2 — закольматированная стенка скважины;  
3 — наддолотный переводник с насадкой; 4 — струя глинистого раствора; 5 — долото

Технология высоконапорных гидромониторных струй (ВГС) эффективна при вскрытии продуктивных отложений, в которых имеют место частичные поглощения бурового раствора (до 40 м<sup>3</sup>/час), а селективная обработка водонасыщенных горизонтов тампонажными растворами позволяет их надежно изолировать, не оказывая отрицательного влияния на коллекторские свойства нефтегазовых пластов. Увеличение толщины кольматационного слоя с 2 до 3 см увеличивает порог гидроразрыва пород до 20 %, а величину депрессии, которая не приводит к фильтрации пластовых флюидов через этот слой, до 2,5 МПа.

### 4.13. Технические средства для ликвидации поглощений

В практике борьбы с поглощениями применяются пакеры А19М2 конструкции института «ТатНИПИнефть» и ПРП конструкции «БашНИПИнефть» с целью выделения поглощающих участков, разобщения части ствола, испытания его на приемистость и производства изоляционных операций.

Для борьбы с поглощениями в условиях, осложненных неустойчивыми, обваливающимися породами применяются во избежание аварий разбурываемые пакеры РПМ «ТатНИПИнефть».

Разбурываемый пакер РПМ состоит из двух частей: не разбураваемой стальной гидравлической головки и разбураваемого дюралевого сплава — пакера. В комплект изделия входит одна гидроголовка и 40 разбураемых узлов. По окончании ОЗЦ пакер разбурается вместе с цементным мостом.

Кроме пакеров для борьбы с поглощениями находят применение такие технические устройства, как устьевые герметизаторы, забойные гидродиспергаторы, надпакерные промывочные устройства.

#### *Технология перекрытия зон поглощения экспендируемыми обсадными трубами*

Большая раскрытость каналов фильтрации, высокая интенсивность поглощения промывочной жидкости (до 300 м<sup>3</sup>/час и более) и коэффициент приемистости, превышающий 0,1 м<sup>3</sup>/с МПа кратно увеличивают затраты средств и времени при попытках изоляции каналов тампонажными материалами.

Специалисты «ТатНИПИнефть» разработали и внедрили технологию и оборудование, не имеющие аналогов в мировой практике строительства скважин и позволяющие локально перекрывать осложненные зоны стальными обсадными трубами без проведения их цементирования.

Суть технологии заключается в том, что обсадные трубы с диаметром, большим диаметра скважины, предварительно профилируются по всей длине с целью уменьшения в поперечном сечении, чтобы свободно спустить их в скважину. Зона осложнения увеличивается в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (не профилированных) обсадных труб.

После спуска на бурильной колонне набора профильных труб в скважину закачкой бурового раствора создается давление, которое выправляет (раздувает) их, прижимая к стенке расширенного участка скважины. Для герметизации на профильные трубы до спуска их в скважину наносится специальный герметик. Внутренний канал перекрывателя калибруется специальным развальцевателем. Таким образом, происходит локальное крепление зоны осложнения стальными трубами без цементирования с сохранением номинального диаметра скважины.

До спуска профильного перекрывателя в скважину проводятся геофизические (кавернометрия, профилометрия, НГК) исследования для установления границ интервала изоляции и фактического диаметра скважины.

Сборка и спуск перекрывателя производится с помощью специального хомута. Последовательность сборки профильного перекрывателя сводится к следующему. Нижнюю трубу устройства с навинченным чугунным башмаком при помощи специального элеватора устанавливают в роторе и на нее навинчивают следующую трубу перекрывателя. Нижний элеватор убирают и трубу спускают в скважину. На верхнюю трубу перекрывателя навинчивают переводник с левой резьбой, компоновку спускают и устанавливают в изолируемом интервале. Скважина промывается, в колонну бурильных труб сбрасывается шар для перекрытия отверстия в башмаке. Нагнетанием в колонну труб бурового раствора создается давление 12–14 МПа для прижатия перекрывателя к стенкам скважины. Отворотом вправо колонну бурильных труб отсоединяют от перекрывателя и поднимают. Затем работают развальцевателем.

Оценка качества изоляционной операции выполняется опрессовкой интервала с установленным на 10–20 м выше верхнего кольца перекрывателя пакером.

Важным преимуществом этого метода борьбы с поглощениями является возможность сохранения диаметра скважины и продолжение бурения без изменения ее конструкции.

Профильные перекрыватели успешно используют также в условиях, когда ствол скважины осложнен кавернами, осьпями.

Технология удлинения обсадных колонн снизу с помощью профильных перекрывателей была применена в условиях полной потери циркуляции при бурении из-под башмака колонны.

## ГЛАВА 5. Предупреждение и ликвидация аварий

### 5.1. Геологические сведения, необходимые для выбора конструкции скважины

Под **аварией** в бурении понимают нарушение технологического процесса строительства скважины, вызываемое потерей подвижности колонны труб или их поломкой с оставлением в скважине элементов колонны труб, забойных двигателей, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуется проведение специальных работ.

Предметом ловильных работ может быть прихваченная колонна труб, оставленные или оборванные трубы, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), буровые долота, шарошки долот, трубы, прихваченные из-за отложений песка или из-за осевшего шлама, прихваченные пакеры или любые посторонние предметы, оказавшиеся в скважине. Существует множество методов ловильных работ для различных разновидностей аварийных объектов в скважине, включая обуривание с промывкой «головы» прихваченной колонны, спуск овершотов и трубуловок, работы по извлечению оборванного кабеля, каната или проволоки, подъем аварийного инструмента через превентор, а также освобождение прихваченной колонны яссом.

Имеется много видов аварий, некоторые из них очень простые, а другие — чрезвычайно сложные. Не бывает двух одинаковых ловильных работ, однако многие из них подобны друг другу. Ловильные работы являются в большей степени искусством, чем точной наукой, поскольку имеется более одного подхода к решению задачи.

Чтобы повысить вероятность успеха безаварийной работы, важно надлежащим образом планировать ловильные работы. В планировании должны участвовать все стороны, вовлеченные в эту работу, и конечно, специалисты по ловильным работам, имеющие соответствующий опыт.

Чтобы избежать опасностей, необходимо выполнять следующие мероприятия до начала ловильных работ и в ходе ее выполнения:

- собрать полную и точную информацию;
- известить все стороны, которые могут принять участие в работе;
- составить эскизы с обязательным указанием размеров на все инструменты и снаряды, спускаемые в скважину;
- удостовериться, что все инструменты будут эффективны в скважине;
- обеспечить результативность спуска — ведь холостые рейсы стоят денег;
- выдерживать умеренную скорость спуска ловильного инструмента, чтобы не создавать избыточных давлений;

- контролировать скважину при подъеме ловильного оборудования, особенно извлекаемого пакера, чтобы избежать выброса;
- всегда осматривать внимательно низ трубы, извлеченной из скважины, чтобы понять причину ее разъединения.

Решение о проведении ловильных работ в данной конкретной скважине должно быть экономически обоснованно. В мелкой скважине с небольшой продолжительностью цикла строительства и невысокой стоимостью оставленных в скважине труб и инструмента экономически оправданы только самые дешевые ловильные работы. Однако когда на строительство скважины затрачены большие средства, и надо извлечь дорогостоящий инструмент, то затраты времени и средств на ловильные работы могут экономически целесообразны.

Предупреждение аварий при бурении скважин заключается, прежде всего, в соблюдении требований технологии бурения, изложенной в проекте на строительство скважины, а также в соблюдении требований руководящих документов и инструкций.

### **Прихваты труб**

На возникновение прихвата, прежде всего, влияет сложность геологического разреза, прохождение которого требует часто противоположных по действию технологических мероприятий.

Прихваты подразделяются на следующие группы:

- прилипание колонн труб к стенке скважины;
- заклинивание колонн труб (в суженной части ствола; в желобных выработках; посторонними предметами);
- прихват бурильной колонны обваливающимися неустойчивыми породами;
- прихват бурильной колонны образовавшимся сальником.

Прихват бурильной колонны, возникающий вследствие перепада давления (дифференциальные прихваты), происходит в открытом стволе, когда какая-либо часть трубы (чаще всего это элементы КНБК) внедряется в глинистую корку. Поскольку давление, оказываемое столбом, больше давления пластовых флюидов на этот участок трубы, то это может привести к прихвату после нескольких минут неподвижного состояния бурильной колонны.

Тянущее усилие  $F_p$ , необходимое для освобождения прихваченной трубы, является функцией дифференциального давления  $\Delta P = P_{\text{гидростат}} - P_{\text{пластовое}}$ , коэффициента трения  $f$  площади контакта  $S$  трубы с поверхностью глинистой корки:

$$F_p = f \cdot \Delta P \cdot S.$$

Безразмерный коэффициент трения  $f$  может иметь следующие значения: от менее чем 0,04 (для буровых растворов на углеводородной основе) до 0,35 (для утяжеленных буровых растворов на водной основе без добавления смазывающих материалов).

Наиболее полные сведения по смазочным свойствам буровых растворов в соответствии с международным стандартом API дает зависимость величины крутящего момента от нагрузки рычажного прижатия пары «металл — металл» в среде бурового раствора. Эти показатели реализуются на приборе EP/Lubricity Tester. Реперным показателем для буровых растворов на водной основе является коэффициент трения для дистиллированной воды, который при стандартном значении нагрузки прижатия (150 fts/in) равен 0,34–0,36.

Величина коэффициента трения буровых растворов зависит от состава промывочной жидкости, типа смазочной добавки и ее объемного содержания. Поскольку в процессе углубления скважины все эти показатели и величины меняются, важно регулярно вести замеры коэффициентов трения и поддерживать заданное объемное содержание смазочной добавки (Ю. Н. Мойса, [21]).

Благодаря повышению общей технологической культуры, а именно снижению дифференциального давления до минимально возможной величины, применению более качественного бурового раствора, способствующего образованию тонкой и прочной глинистой корки на стенках скважины, можно существенно снизить силу прижатия трубы к стенке проницаемой породы.

Хотя на силе прихвата сказывается диаметр и угол наклона ствола скважины, они, будучи подобранными для достижения целей проектирования, более не являются регулируемыми. Однако сила прихвата может быть сведена к минимуму благодаря установке в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) центрирующих элементов, использованию утяжеленных бурильных труб со спиральными канавками и бурильных замков с наружной высадкой.

Опасность прихвата трубы под действием дифференциального давления полностью устранить нельзя. В случае прихвата трубы принятая на промыслах практика освобождения трубы предусматривает снижение гидростатического давления бурового раствора, установку нефтяной ванны вокруг прихваченной части бурильной колонны.

Надлежащие действия должны быть произведены немедленно, как только колонна труб оказалась прихвачена. Закачка смазывающих жидкостей в зону прихвата — наиболее эффективная мера. В этом случае надо оценить расстояние до кровли зоны прихвата по величине удлинения труб при приложении нагрузки. Длину свободной части одноразмерной колонны (верхнюю границу прихвата)  $L$  (м) определяют по формуле, в основе которой лежит закон Гука:

$$\Delta L = \frac{1,1 \cdot L \cdot E \cdot S}{G}, \quad (5.1)$$

где  $\Delta L$  — упругое удлинение свободной части бурильной колонны под действием растягивающего усилия, м;

$E$  — модуль продольной упругости материала труб, равный  $0,21 \cdot 10^6$  МПа. Широко распространено ошибочное мнение, что степень удлинения труб зависит от марки стали — это неверно, модуль упругости одинаков для всех марок стали;

$S$  — площадь поперечного сечения труб, мм<sup>2</sup>;

$G$  — растягивающее усилие, превышающее собственную массу колонны,

1,1 — коэффициент, учитывающий наличие замков и сил сопротивления при движении колонны вверх.

**Пример.** В скважине глубиной  $H = 1915$  м произошел прихват бурильных труб диаметром 127 мм с толщиной стенки 9,2 мм. Определить длину прихваченной части бурильной колонны, если удлинение свободной части их при натяжении  $G = 1200$  кН составляет 2,4 м.

**Решение.** Площадь поперечного сечения бурильных труб:

$$S = 0,785 \cdot [127^2 - 108,6^2] = 3402 \text{ мм}^2.$$

Длина свободной части прихваченной колонны:

$$L = \frac{1,1 \cdot 2,4 \cdot 0,21 \cdot 10^6 \cdot 3402}{1200 \cdot 10^2} = 1571 \text{ м}.$$

В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну. Расчет ванн ведут с учетом диаметра скважины и диаметра бурильных труб по формуле:

$$W_{\text{ван}} = 0,785 \cdot (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{т}}^2) \cdot h_{\text{з.ж}} + 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot (h_{\text{з.ж}} - h_{\text{г.ж}}) \quad (5.2)$$

где  $W_{\text{ван}}$  — объем жидкостной ванны, м<sup>3</sup>;

$D_{\text{скв}}$  — диаметр скважины (долота), м;

$d_{\text{т}}$  — наружный диаметр бурильной колонны, м;

$d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр бурильной колонны, м;

$h_{\text{з.ж}}$  — высота подъема жидкого агента в затрубном пространстве, м;

$h_{\text{г.ж}}$  — высота подъема жидкого агента в бурильных трубах, необходимая для периодического (через 1–2 ч.) прокачивания жидкостной ванны в затрубное пространство, м.

Высоту подъема жидкого агента определяют из расчета перекрытия верхней границы прихвата на 50–100 м:

$$h_{\text{з.ж}} = H - L + (50 + 100). \quad (5.3)$$

Объем продавочной жидкости для доставки жидкостной ванны до намеченного интервала:

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot (H - h_{\text{г.ж}} - h_{\text{з.ж}}), \quad (5.4)$$

где  $H$  — глубина нахождения долота в момент прихвата, м.

Увеличение давления на насосе за счет разности плотностей жидкостей на момент захода жидкости ванны в затрубное пространство:

$$\Delta P_{\text{н}} = \frac{W_{\text{ван}}}{S_{\text{вн}}} \cdot g \cdot (\rho_{\text{б.п}} - \rho_{\text{в.ж}}), \quad (5.5)$$

где  $S_{\text{вн}}$  — внутренняя площадь сечения бурильной колонны, м<sup>2</sup>;

$\rho_{б.р}, \rho_{в.ж}$  — соответственно, плотности бурового раствора и жидкостного агента, кг/м<sup>3</sup>.

Максимальное давление на насосе  $P_{max}$  при подаче  $Q$  на момент захода жидкости ванны в затрубное пространство:

$$P_{max} = P_{г.сопр} + \Delta P_n, \quad (5.6)$$

где  $P_{г.сопр}$  — гидравлические сопротивления в циркуляционной системе.

Снижение дифференциального давления  $\Delta P_{диф}$  после установки жидкостной ванны:

$$\Delta P_{диф} = h_{з.ж} \cdot (\rho_{б.р} - \rho_{в.ж}). \quad (5.7)$$

Величина снижения дифференциального давления  $\Delta P_{диф}$  не должна быть больше заданного превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением во избежание неуправляемого притока пластового флюида в скважину.

**Пример.** В скважине глубиной  $H = 2540$  м и диаметром  $D_{свж} = 216$  мм после отрыва долота от забоя и остановки насосов и 10 минут паузы при неподвижной колонне труб произошел прихват бурильной колонны диаметром  $d_m = 127$  мм с толщиной стенки  $\delta = 9,2$  мм. После восстановления циркуляции и расхаживания бурильной колонны с неоднократными нанесениями ударов яссом было решено применить нефтяную ванну. Необходимо рассчитать нефтяную ванну, если известно, что длина не прихваченной части колонны  $L = 2170$  м, плотность бурового раствора  $\rho_{б.р} = 1260$  кг/м<sup>3</sup>, плотность нефти  $\rho_n = \rho_{в.ж} = 850$  кг/м<sup>3</sup>; гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины при продавке жидкостной ванны составляют  $75$  кгс/см<sup>2</sup>; заданное превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением  $\Delta P = 25$  кгс/см<sup>2</sup>;  $h_{т.ж} = 160$  м из расчета трех закачиваний нефти в затрубное пространство.

**Решение.**

Высота столба нефти в затрубном пространстве по формуле (5.3):

$$h_{з.ж} = 2540 - 2170 + 75 = 445 \text{ м.}$$

Расчет объема нефтяной ванны по формуле:

$$W_{ван} = 0,785 \cdot (0,216^2 - 0,127^2) \cdot 445 + 0,785 \cdot 0,1086^2 \cdot 160 = 12,15 \text{ м}^3.$$

Объем продавки по формуле(5.4):

$$V_{пр} = 0,785 \cdot 0,1086^2 \cdot (2540 - 160 - 445) - 17,9 \text{ м}^3.$$

Увеличение давления на насосе за счет разности плотностей жидкостей по формуле (5.5):

$$\Delta P_n = (17,9/0,0092) \cdot 9,8 \cdot (1260 - 850) = 7\,817\,630 \text{ Па} = 7,8 \text{ МПа.}$$

Максимальное давления на насосе  $P_{max}$  при подаче  $Q$  на момент захода жидкости ванны в затрубное пространство:

$$P_{max} = 75 + 78 = 153 \text{ кгс/см}^2 = 15,1 \text{ МПа.}$$

К концу продавки давление на насосе снизится до величины гидравлических сопротивлений с подачей  $Q$ .

Снижение дифференциального давления  $\Delta P_{диф}$  после установки жидкостной ванны по формуле (5,7):

$$\Delta P_{диф} = 445 \cdot 9,8 \cdot (1260 - 850) = 1\,788\,010 \text{ Па} = 1,8 \text{ МПа.}$$

Поскольку  $\Delta P > \Delta P_{диф}$ , то можно не ожидать поступления пластового флюида.

При отсутствии результата нефтяной или другой жидкостной ванны рекомендуется снизить гидростатическое давление столба бурового раствора ниже пластового давления, но предварительно обязательно нужно обеспечить эффективную ликвидацию начавшегося проявления.

## **5.2. Ловильные работы и инструмент для ликвидации аварий**

К ловильным операциям относятся: освобождение прихваченных труб или УБТ; застрявших пакеров; оборванных или прихваченных кусков кабеля; троса или проволоки и другого поврежденного или оставленного по другим причинам оборудования.

Решение о проведении ловильных работ в данной конкретной скважине должно быть экономически обосновано. В мелкой скважине с небольшой продолжительностью цикла строительства и невысокой стоимостью оставленных в скважине труб и инструмента экономически оправданы только самые дешевые ловильные работы. Обычно принимают решение на оставление в скважине сломанного инструмента и перебуривают ствол.

Однако когда на строительство затрачены большие средства и надо извлечь дорогостоящий инструмент, то затраты времени и средств на ловильные работы могут быть экономически целесообразны.

### **Отсоединение неприхваченной части колонны труб**

Если прихваченную бурильную колонну с помощью жидкостной ванны не удалось освободить, следует отсоединить и поднять ее неприхваченную часть, чтобы в дальнейшем спустить инструменты для ликвидации прихвата, такие как ясы или обурочные приспособления.

Наиболее приемлемыми методами отсоединения прихваченной колонны можно считать следующие:

- отвинчивание;
- химическое резание;
- кумулятивное (струйное) резание;
- механическое резание.

**Отвинчивание**, позволяющее присоединится к прихваченной колонне по резьбе, — самый популярный метод. При отвинчивании создают крутящий момент в колонне труб закручиванием влево, и в выбранном участке взрывают

торпеду из детонирующего шнура, чтобы раскрепить выбранное резьбовое соединение над кровлей зоны прихвата. При взрыве создается сотрясение, приводящее к частичному раскреплению резьбового соединения.

Чтобы отсоединиться от прихваченной части колонны, необходимо сначала докрепить резьбы путем закручивания колонны труб вправо с последующим расхаживанием при поддержании скручивающего момента. После докрепления резьб создают крутящий момент влево. Его также необходимо передать вниз по колонне, для чего колонну расхаживают, поддерживая момент. Этот прием способствует более равномерному распределению напряжений кручения по длине колонны и гарантирует наличие отворачивающего момента в точке отсоединения.

Теоретически в момент взрыва шнуровой торпеды в точке отвинчивания трубы не должны испытывать ни растягивающих, ни сжимающих нагрузок. Поскольку это условие выполнить трудно, рекомендуется слегка натянуть трубы в этой точке (но не сжимать). Встряхивание от взрыва на резьбовом соединении на мгновение ослабляет резьбу, а направленный влево крутящий момент, приложенный к колонне труб, частично развинчивает это соединение. Далее развинчивание резьбового соединения производят вручную, и освобожденную колонну труб поднимают из скважины.

В процессе **химического резания** используют устройство, спускаемое на каротажном кабеле и содержащее пропеллент (вещество, создающее высокое давление и температуру при горении) и реагент, прожигающий ряд отверстий в трубе, что ослабляет трубу настолько, что ее после этого можно легко порвать натяжением. Корпус химической трубрезки в своей нижней части имеет ряд расположенных по кругу струйных насадок. Электрический ток воспламеняет по кругу пропеллент, который вытесняет разогретый до высокой температуры реагент (трехфтористый бром или другие фториды галогенов) через струйные насадки под высоким давлением, раздвигая металл трубы.

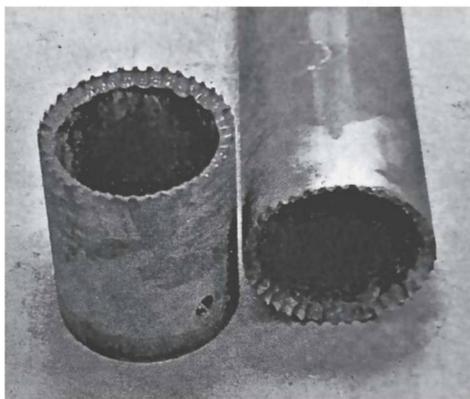


Рис. 5.1. Труба, перерезанная при помощи химической трубрезки

Действия химической труборезки можно рассматривать как круговую перфорацию в одной плоскости. Химическая труборезка не может эффективно работать в газовой среде. Для резания трубы ее необходимо заглублять под уровень жидкости не менее чем на 30 метров.

Важное преимущество химического резания — ровный срез без вздутий разрезаемой трубы, без заусенцев и грата, то есть можно сразу захватывать трубу овершотом снаружи или труболовкой изнутри.

**Кумулятивная торпеда-труборезка** спускается на кабеле и имеет заряд, сформированный прессованием из пластичного ВВ, подбираемого в соответствии с типом и размером отрезаемых труб. Одним из способов рассоединения труб, УБТ или обсадных колонн является торпедирование — использование особо мощных кумулятивных труборезок.



**Рис. 5.2. Насосно-компрессорная труба, разрезанная кумулятивной труборезкой**

При кумулятивном резании трубы образуется раздутый участок, который надо удалить, чтобы он не мешал при соединении с овершотом и труболовкой. Чтобы срезать раздутый участок трубы спускают кольцевой фрезер вместе с овершотом. После зачистки головы трубы прихваченную колонну захватывают овершотом.

**Механическое резание** предусматривает спуск на рабочей колонне механической внутренней или наружной труборезки. К механическому резанию приступают, если применение вышеописанных способов нецелесообразно или же они недоступны. После заякоривания труборезки ее медленно вращают вправо и создают небольшую сжимающую нагрузку. Резцы из транспортного положения переходят в рабочее и врезаются в прихваченную трубу. Концы резцов имеют латунные наконечники, предотвращающие поломку ножей, когда они начинают врезаться в стенку трубы.

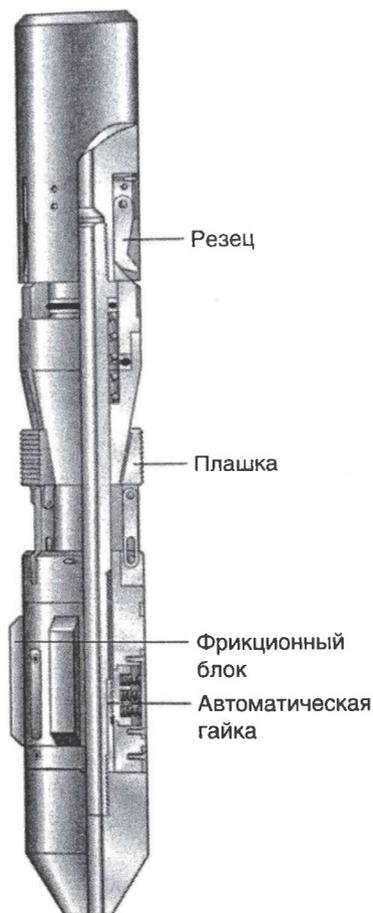
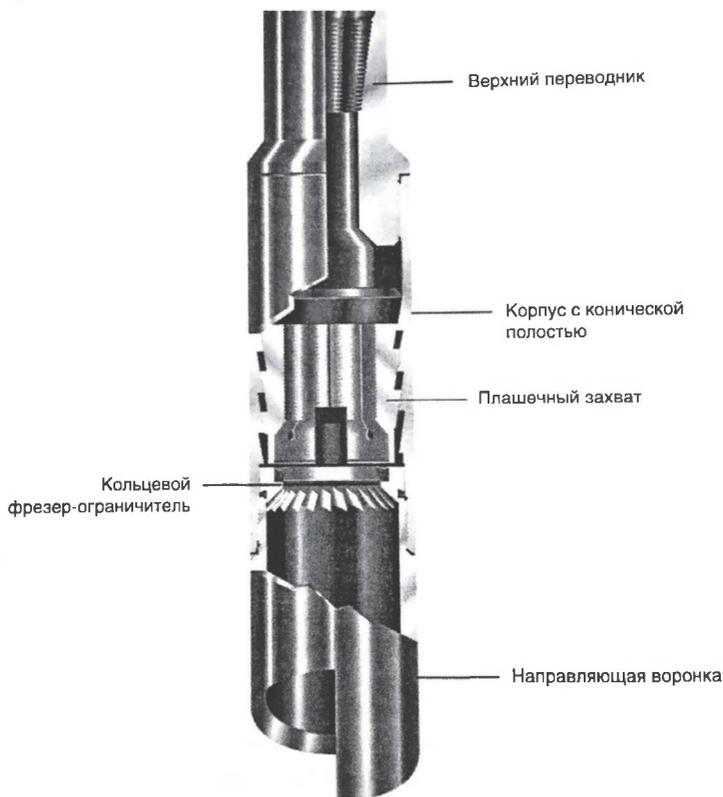


Рис. 5.3. Механическая внутренняя трубрезка

### 5.2.1. Захватывающие инструменты

**Овершот** — основной захватывающий снаружи инструмент для подъема аварийной колонны. Захват овершота бывает либо плашечного типа, используемый для малых размеров трубы, либо спирального типа — для труб большого диаметра. Овершот, оснащенный плашечным захватом и кольцевым фрезером, используют для обработки головы извлекаемой трубы, отстреленной кумулятивной трубрезкой. Овершот в сочетании с ясом обеспечивает освобождение прихваченной колонны с последующим ее подъемом на поверхность.



**Рис. 5.4. Овершот, оснащенный плащечным захватом**

**Внутренние трубоводки** предназначаются для захвата труб изнутри. Внутренние трубоводки часто применяются для извлечения хвостовиков, оборванных или прихваченных обсадных труб, голова которых в оборванном месте увеличилась в диаметре вследствие использования, например, ВВ, либо в силу усталостного разрушения или продольных трещин.

### **5.2.2. Устройства для ликвидации прихватов**

**ГУМ яс** — это инструмент для нанесения сильных ударов по прихваченной колонне сверху вниз или снизу вверх. Ясы подразделяют по целевому назначению на ловильные и бурильные. В каждой из этих категорий ясы подразделяются по принципу действия — на гидравлические и механические.

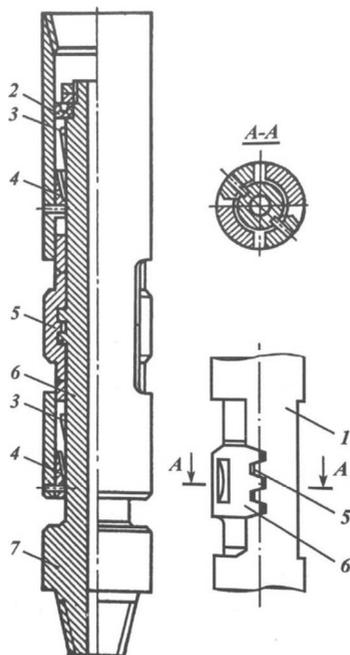
Большая часть ловильных колонн включают как гидравлический, так и механический яс (который иногда также называют ударным или отбойным переводником), а также определенное число УБТ для создания ударной массы.

Гидравлический яс предназначен для нанесения ударов снизу вверх, а механический — сверху вниз. Чтобы привести в действие гидравлический яс, нужно создать натяжение в ловильной колонне больше ее веса на заданное значение. Затем затормаживают буровую лебедку в ожидании, пока не будет произведен удар. Сила удара варьируется в пределах прочности спущенных труб и инструментов. Отбивку гидравлическим ясом надо начинать обязательно с легких ударов и усиливать их постепенно. Когда намечается отбивка вниз, гидравлический яс нужно закрыть и пользоваться механическим ясом.

Ясы следует заменять при любом подъеме колонны из скважины, если даже причина подъема не имела никакого отношения к ясу.

Механический яс используется почти исключительно как инструмент для ударов, направленных вниз. Удар, передаваемый прихваченной колонне, наносится утяжеленными трубами, получившими разгон на участке движения, равном длине хода яса при переходе из раскрытого положения в закрытое.

Устройство для ликвидации прихватов УЛП-190-1 предназначено для ликвидации прихватов колонны труб, преимущественно вызванных заклиниванием. Работа устройства основана на принципе совершения ударов, направленных или вверх, или вниз, за счет растяжения и сжатия части колонны труб, расположенной над зоной прихвата.



**Рис. 5.5. Устройство для ликвидации прихватов УЛП 190-1**

- 1 — корпус; 2 — уплотнительная манжета; 3 — конусы; 4 — предохранительные кольца;  
5 — зубья в конце корпуса; 6 — зубья на плашке; 7 — шток

Устройство в скважину опускают со следующей компоновкой: направляющая воронка, ловильный инструмент, безопасный переводник, устройство УЛП-190-1, УБТ длиной 60–70 метров, цетратор и бурильные трубы.

В большинстве случаев условия бурения делают экономически целесообразным включение ясов в состав бурильной колонны, чтобы можно было сразу воспользоваться ими в случае возникновения прихвата.

Бурильные ясы намного длиннее обычных ловильных ясов. Бурильные ясы следует размещать в растянутой части бурильной колонны над ее нейтральным сечением. Расположенные выше основной массы УБТ, ясы окажутся в нужном месте, если произойдет прихват долота или УБТ. Сила удара яса соответствует натяжению бурильной колонны сверх собственного веса. Но фактическая сила удара зависит от многих факторов, таких как плотность бурового раствора, силы трения о стенки скважины, массы УБТ и длины хода яса. Но основная цель отбивки ясом — сдвинуть прихваченную колонну с места и не нарушить ее целостность слишком сильными ударами.

### **5.3. Операции обуривания**

Обурочными называют трубы большого диаметра, используемые при разбуривании и размывании цементного камня, осыпавшейся породы, осадка и других обломочных материалов, находящихся вокруг прихваченной колонны. Типичная компоновка низа обурочной колонны включает требуемое число обурочных труб с обычным или безопасным переводником для соединения с колонной бурильных труб и с башмачным фрезером внизу, вооружение которого выбирается в зависимости от того, какой материал предстоит разбуривать. Фрезеры с вооружением в виде фрезерованных зубьев обычно используют для разбуривания осадка, выпавшего из бурового раствора, горной породы или цементного камня. Если предстоит работать по телу трубы или металлическим обломкам, то фрезер армируют резами из карбида вольфрама соответствующей формы.

Если в один прием не удастся обурить всю прихваченную колонну, то возникает необходимость отсоединения свободной, обуренной части колонны от прихваченной. Это достигается одним из следующих способов.

- После подъема обурочной колонны можно спустить овершот, создать ротором крутящий момент влево и отвернуть свободную часть колонны с помощью торпеды из детонирующего шнура.
- На ту же обурочную колонну вместо башмачного фрезера можно навернуть наружную трубобрезу и обрезать обуренную часть колонны.
- Внутри обурочных труб можно разместить специальную обурочную труболовку, через которую можно передать обуреваемой колонне крутящий момент влево, затем пропустить в обурочные трубы торпеду из детонирующего шнура с целью отвинчивания.
- Специальный разъемный соединитель можно спустить вместе с обурочной колонной, поместив его в верхней обурочной трубе. С его помощью можно соединиться с обуриваемой колонной и передать ей крутящий момент влево.

**Извлечение из скважины прихваченных пакеров**

К ловильным работам, проводимым при извлечении прихваченных пакеров, применимо общее правило аварийных работ: надо иметь как можно больше информации об оборудовании, находящимся в скважине.

Срыв пакера, его обуривание и извлечение — это одна из плановых работ, которая проводится в рамках операции по замене комплекса подземного оборудования (КПО) при негерметичности затрубного пространства. В рамках капитального ремонта скважины, когда предусматривается подъем КПО с целью проведения ГИС по оценке технического состояния эксплуатационной колонны, оценке качества контакта цементного камня с эксплуатационной колонной, обнаружения заколонных перетоков, операция извлечения пакера неизбежна.

Пакеры делятся на две основные категории — съемные (извлекаемые) и несъемные.



**Рис. 5.6. Несъемный пакер**

Съемные пакеры различаются по способу пакеровки: она производится при посадке (либо с байонетным механизмом посадки, либо с разгрузкой на забой), при натяжении или при вращении колонны труб, на которые спускают пакер. Некоторые съемные пакеры имеют гидравлическое якорное устройство над пакерующим узлом, в таком случае не требуется никакой нагрузки со стороны труб. Другие пакеруются за счет изменения давления, а для их снятия необходимо вращение ротором и создание нагрузки для срезания стопорящих шпилек или колец. Некоторые съемные пакеры имеют подъемные инструменты

со стингером (разъединителем), которые, входя внутрь пакера, передвигают находящийся внутри зажимной патрон и освобождают пакер.

По сравнению со съёмными пакерами, устройство несъёмных гораздо проще. Паркер состоит из уплотняющего узла и якорных механизмов для удержания его от перемещения вверх или вниз (обычно эти механизмы располагаются по одному над пакером и под ним).

*Съёмные пакеры.* При определении марки и модели прихваченного съёмного пакера нужно предпринять расхаживание колонны труб, на которых спущен пакер. Надо измерить удлинение колонны при ее натяжении и приблизительно определить глубину кровли зоны прихвата. Желательно получить более точную информацию за счет спуска прихватомера. Если клинья якорей не удается вывести из зацепления с обсадной колонной, иногда оказывается эффективным взрыв шнуровой торпеды в корпусе пакера.

Если в затрубном пространстве накопилось много твердой фазы, выпавшей из жидкости, заполняющей скважину, можно сделать отверстия в НКТ непосредственно над пакером, чтобы промыть скважину.

Если прихвачен сам съёмный пакер, часто эффективно обивание ясами. Колонна труб отвинчивается или отрезается прямо над пакером, обычно при этом оставляют полтрубы. Затем спускают ловильную колонну с соответствующим захватывающим инструментом и ясами.

В некоторых случаях низкочастотные сильные удары яса могут не помочь. Хорошие результаты получаются, когда вместо обычного яса используется высокочастотный инструмент с малой силой ударов, называемый также скважинным вибратором.

В качестве альтернативного метода извлечения пакеров применяют обуривание и, в случае необходимости, фрезерование. К этому методу приходится прибегать, когда часть труб над пакером прихвачена осевшей из жидкости твердой фазой.



**Рис. 5.7.** Прихват, связанный с качеством бурового раствора

Некоторые эмпирические правила для извлечения прихваченных съемных пакеров приведены ниже.

- Необходимо иметь чертеж пакера.
- Следует определить положение фрезера относительно деталей пакера.
- Наружный диаметр башмачного фрезера должен быть чуть меньше диаметра проходного отверстия обсадной колонны, исходя из ее размера и погонного веса.
- Внутренний диаметр башмачного фрезера должен быть как можно больше, а высота армирующих вставок по внутреннему диаметру должна быть не меньше 6–6,5 мм.
- Необходимо включить в компоновку механические ясы и как минимум два металлошламоуловителя гравитационного типа.
- Фрезерование следует выполнять с малой нагрузкой (4,5–13,3 кН) и на малых оборотах (60–100 об/мин), чтобы минимизировать пробуксовку.
- Необходимо ограничиться фрезерованием на штипсах и кольцах.
- По возможности следует разрушать только верхние штипсы.
- Если кольца начинают пробуксовывать, нужно снизить нагрузку и обороты, а также подачу насоса.

*Несъемные пакеры.* Фрезерование и извлечение несъемного пакера — очень распространенная и обычно эффективная операция. Компоновка низа лопастной колонны включает армированный карбидом вольфрама фрезер, пилотный удлинитель малого диаметра и освобождающуюся внутреннюю трубуловку или захватывающее устройство.

Торцовый или башмачный фрезер должен иметь гладкую наружную поверхность, чтобы не повреждать обсадную колонну. Он должен иметь корпус достаточной длины, чтобы в нем разместился весь пакер целиком. Захватывающие устройства могут быть разных конструкций.

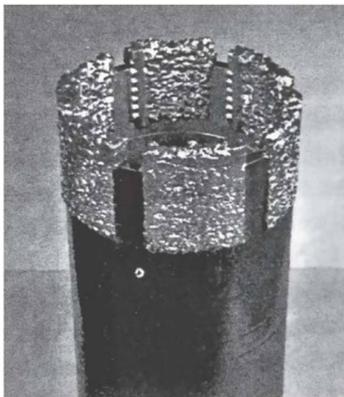


Рис. 5.8. Башмачный фрезер для обурочных работ

Фрезерование выполняется с малой нагрузкой (4,5–13,2 кН) и на малых оборотах (60–100 об/мин).

#### **5.4. Извлечение мелких предметов**

Если есть основание считать, что в скважине после последних подъемов инструмента остались мелкие металлические предметы или что-то случайно попало, то следует спустить печать. Для извлечения из скважины посторонних тел обычно применяют магнитные фрезеры, различные типы металлошламоуловителей, гидростатические желонки либо специально сконструированный инструмент.

Магнитными фрезерами поднимают изделия из ферромагнитных материалов. Для извлечения изделий из бронзы, латуни, алюминия, карбида вольфрама и нержавеющей стали следует применять другие методы.

Большинство фрезеров с постоянными магнитами оборудуются направляющими воронками для создания пространства для размещения улавливаемых предметов, предупреждая возможность их соприкосновения со стенками обсадных колонн и выпадения выловленного предмета.

Электромагнитные фрезеры спускают в скважину на кабеле и включают только по достижению забоя.

Скважинные или многорядные магниты представляют собой короткие трубы с бурильным замком, в теле которых вмонтированы очень сильные постоянные магниты, притягивающие металлическую стружку из скважинной жидкости.

Металлошламоулавливатели с обратной циркуляцией благодаря высокой скорости в рабочей колонне позволяют вымывать на поверхность крупные и тяжелые твердые частицы. Они эффективны в обсаженных скважинах. В необсаженном стволе применение этого метода ограничено вследствие возможного поглощения буровой жидкости.

Металлошламоулавливатель колонкового типа предназначен для вымывания осадка и отбора небольшой колонки породы с забоя.

Кернорватели дают возможность оторвать керн от забоя, а посторонние предметы, находящиеся на забое, оказываются в корпусе, запертые снизу керном.

Трубный паук делается из короткого отрезка трубы, прокатанной из малоуглеродистой стали во избежание поломок зубьев. Зубья паука вырезаются автогенном. Спуск инструмента — ответственная операция. При подходе к «голове» находящихся в скважине предметов надо восстановить циркуляцию и с проворотом ротором спускать инструмент, не создавая на него больших нагрузок. Когда зубья коснутся «головы» предмета, это будет заметно по рывкам ловильной колонны. Продолжая вращать инструмент ротором, создают на него осевую нагрузку, для того чтобы загнуть зубья внутрь трубы для удержания пойманных предметов.

### 5.5. Фрезеры

Фрезеры — наиболее распространённый и эффективный аварийный инструмент. Они выполняют различные функции в скважинах. В одних случаях они используются для разрушения предметов в скважинах путем их фрезерования на забое, в других — как вспомогательный инструмент с целью подготовки верхней части колонны для захвата ее ловильным инструментом. Наконец, они используются для забуривания нового ствола при отклонении от оставленного предмета в скважине.

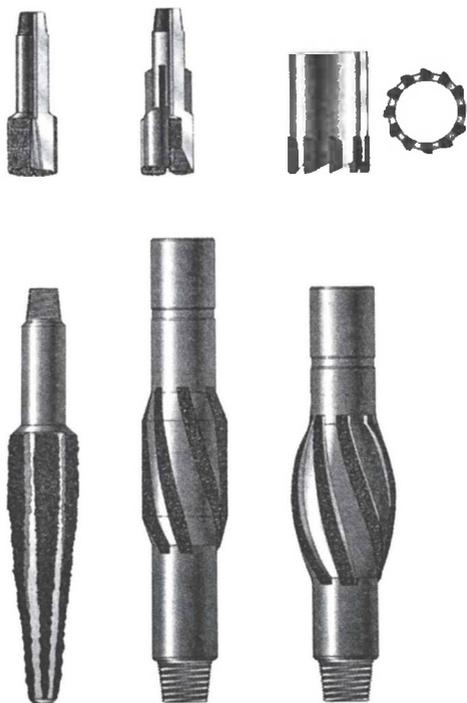


Рис. 5.9. Различные типы фрезеров

Появление режущих и фрезерующих инструментов, армированных карбидом вольфрама, явилось крупнейшим нововведением, повысившим возможности применения этих инструментов. В 1985 году начался коммерческий выпуск вставных режущих элементов из карбида вольфрама, что резко улучшило их фрезерующие возможности.

Для армирования фрезеров используется карбид вольфрама в виде прутков длиной около 0,45 м. Частицы спеченного карбида вольфрама в этих прутках неоднородны по форме и имеют острые кромки. Эти частицы заключены в связующий материал никель-серебряной бронзы.

Конструкции фрезеров с покрытием из карбида вольфрама должны учитывать специфику работ, для которых они предназначены — сплошного фрезерования забоя, обурирования прихваченных труб (башмачные фрезера); обурирования скважинных фильтров и пакеров.



**Рис. 5.10. Прутки карбида вольфрама**

Для обурочных или буровых работ в открытом стволе вполне подойдут стандартные свойства бурового раствора. При вымывании песка, расширении сужений ствола или при разбуривании пакера может понадобиться периодическая закачка высоковязких пачек или подъем вязкости до 50–80 сантипуаз всего рабочего объема бурового раствора. Для работ по началу фрезерования или расфрезировке НКТ или обсадной колонны рекомендуется полностью сменить буровой раствор на фрезеровочную жидкость. Для удаления металлического фрезерного шлама разработаны специальные промывочные жидкости, в частности, основанные на смеси гидроокислов металлов. Эмпирическое правило для свойств фрезеровочной жидкости следующее: статическое напряжение сдвига должно быть как минимум 24–29 Па при условной вязкости по воронке 80–100 секунд. Рекомендуется поддерживать скорость течения жидкости в кольцевом пространстве порядка 0,75–1,0 м/с или больше.

Вращение инструмента с фрезером должно быть достаточно быстрым, а нагрузки — минимальными, чтобы обеспечить режим резания, предупреждая перемалывание и разрушение твердосплавных материалов.

Фрезер диаметром 101,6 мм должен вращаться с частотой 175 об/мин, а диаметром 295,3 мм — около 60 об/мин.

Обычно работы с фрезером ведутся медленно и осторожно, чтобы выбрать оптимальную скорость подачи инструмента. При излишней осевой нагрузке инструмент будет перегреваться с последующим разрушением наплавки вместе с карбидом вольфрама и связующим материалом, из-за чего фрезер выйдет из строя.

### 5.6. Ликвидация аварий с кабелем или канатом

Работы по извлечению из скважины кабеля или каната и инструмента, спущенного на нем, могут оказаться очень сложными. Прежде всего, нужно определить, оборван этот кабель или канат или нет. Если кабель не оборван, то лучше не пытаться освободить его за счет дополнительного натяжения, чтобы не вырвать его из кабельной головки, поскольку его впоследствии будет сложнее освободить. А если в числе инструмента окажется радиоактивный источник, то ситуация может стать еще более серьезной.

Для извлечения необорванного кабеля предложено два метода, связанных со спуском в скважину колонны труб. Первый метод — спуск труб «поверх кабеля», а второй — спуск на трубах овершота с боковым окном. Метод спуска труб «поверх кабеля» требует специального набора инструментов. Выбор метода и порядок работ по извлечению прибора с кабелем определяет старший мастер по согласованию с главным инженером предприятия.

Когда кабель обрывается, он падает в скважину не совсем так, как упала бы веревка или цепь. Кабель обладает достаточной жесткостью, а его верхний конец находится удивительно высоко. Поэтому надо быть осторожным при нащупывании головы оборванного кабеля. Ерш — наиболее часто применяемый инструмент для извлечения оборванного кабеля. Необходимо постоянно следить за количеством извлеченного кабеля. Когда в скважине остается сравнительно короткий (до 30 м) обрывок кабеля, то его пытаются накрыть овершотом и захватить прихваченный прибор.

### 5.7. Методы забуривания второго ствола

Новые разработки и технологии стимулировали доработку и повторную разработку нефтяных месторождений поздних стадий разработки. Эта способность находить и добывать углеводороды на месторождениях поздней стадии разработки, которые не были открыты или включены в разработку ранее, привела к росту объемов бурения методами бурения вторых стволов скважин. На зрелых и старых месторождениях ликвидация нижней части ствола и бурение нового ствола скважины из существующей скважины зачастую экономически более эффективно, чем бурение новой скважины. Новые разработки в области техники и технологии вторых стволов также сделали этот метод экономически эффективной альтернативой традиционных ловильных работ, и буровые предприятия стали чаще, чем это было ранее, предпочитать бурение второго ствола ловильным работам.

При забуривании бокового ствола уже давно используют уипсток. Устанавливать уипсток и прорезать окно в обсадных трубах надо в интервале хорошего сцепления цементного кольца с колонной. Рекомендуется также устанавливать якорное устройство на 1,2 м выше муфты обсадной колонны, чтобы гарантировать, что муфта не попадет в интервал фрезерования.

Система прорезания за два рейса окна, подходящего для спуска КНБК, хвостовиков и оборудования для заканчивания, успешно использована при

бурении многих тысяч боковых стволов. За первый рейс сажают уипсток и делают начальную прорезку окна. За второй рейс окончательно прорезают окно и бурят пилотный ствол для дальнейшей работы КНБК.

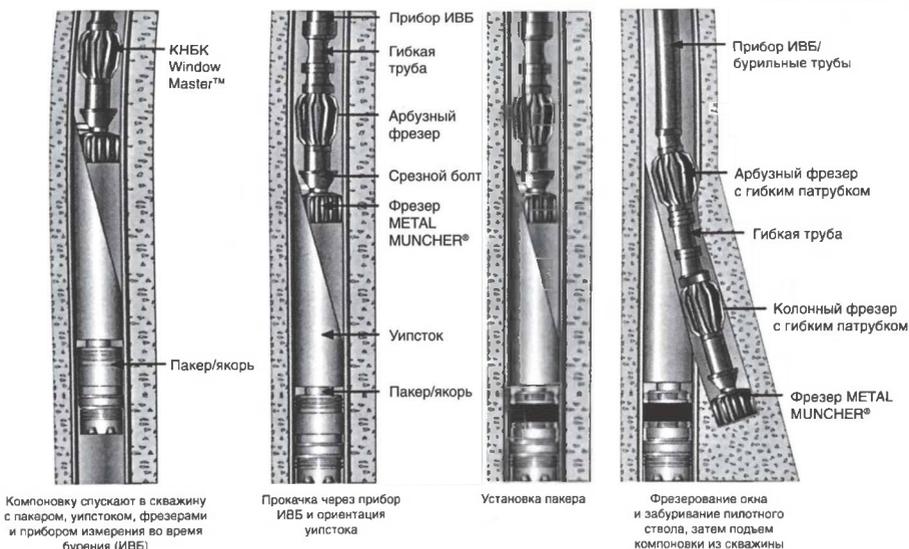
При спуске уипстока на бурильных трубах он крепится к забурочному фрезеру при помощи срезной шпильки. Этот фрезер имеет небольшой конический пилотный хвостовик (называемый также стингером), которым прорезается длинное окно. При посадке уипстока срезные шпильки срезаются при нагрузке порядка 90–200 кН. Когда шпилька срезана, начинают промывку и вращение. Начальный рез обычно имеет длину порядка 0,3–0,9 м. Прорезание окна заканчивают оконным фрезером, колонным фрезером, арбузным фрезером, или же некоторой комбинацией из них. Эта компоновка должна вырезать дополнительное углубление в породе так, чтобы новый ствол уходил в сторону от старой скважины. Потом начинают буровые работы, если фрезер не сработался и сохранил первоначальный диаметр.

Раздвижные (секционные) фрезеры применяют для отрезания или разбуривания участков обсадных колонн, что бывает необходимо:

- для бурения нового ствола скважины. В открытой части скважины можно забурить ствол в любом направлении;
- если требуется в зоне перфорации расширить ствол скважины для продолжения эксплуатации с открытым забоем либо для формирования гравийного фильтра.

Обычно для забуривания нового ствола разбуривают 23–30 м обсадной колонны. Такого интервала достаточно для беспрепятственного выхода за колонну.

В зарубежной практике забуривание и фрезерование предложено осуществлять за один рейс (рис. 5.11). Система фрезерования, или система прорезания окна, за один рейс предполагает эффективный выход из обсадной колонны с помощью прорезания окна, пригодного для спуска бурильных КНБК, хвостовика и оборудования для заканчивания. В этом одном рейсе делается начальный рез, выфрезеровывается окно, а также забуривается пилотный ствол для последующей работы бурильной колонны с соответствующей КНБК.



**Рис. 5. 11. Система фрезеровки окна за один рейс: Window Master™** является торговой маркой компании Baker Oil tools; METAL MUNCHER® запатентован компанией Baker Oil tools

При забурировании с помощью забойного двигателя предварительно в открытом стволе устанавливают цементный мост. Разбурирование обсадной колонны осуществляется раздвижным фрезером, режущие лопасти которого переводятся в транспортное положение и обратно за счет перепада давления. Выпускаются лопасти, армированные режущими карбидовольфрамовыми вставками различной формы — круглыми, прямоугольными, треугольными. Современные конструкции фрезеров могут разбуривать одно окно длиной 30–45 м за один рейс. При вращении бурильной колонны лопасти сначала прорезают обсадную колонну, а потом, выйдя за нее, начинают фрезеровать образовавшийся торец трубы. При фрезеровании образуется много металлической стружки, поэтому для ее удаления из скважины надо применять специальные рецептуры фрезеровочных жидкостей или бурового раствора. Современные фрезеры могут разбуривать до 12 метров в час, но очищать скважину с такой скоростью невозможно. Скорость разбуривания в 1,5–3 м/час, вероятнее всего, будет оптимальной для удаления металлической стружки.

Подрядная или сервисная компания для бурения боковых стволов должна иметь:

- парк буровых установок с характеристиками, удовлетворяющими требованиям строительства скважин малого диаметра;
- обученную буровую бригаду;
- собственный регламент на строительство боковых стволов;

- необходимый набор инструментов: долота требуемого диаметра, от 120,6 до 165,1 мм, забойные двигатели диаметром от 106 до 127 мм, набор бурового инструмента и приспособлений для резки ствола, комплект подвески «хвостовика».

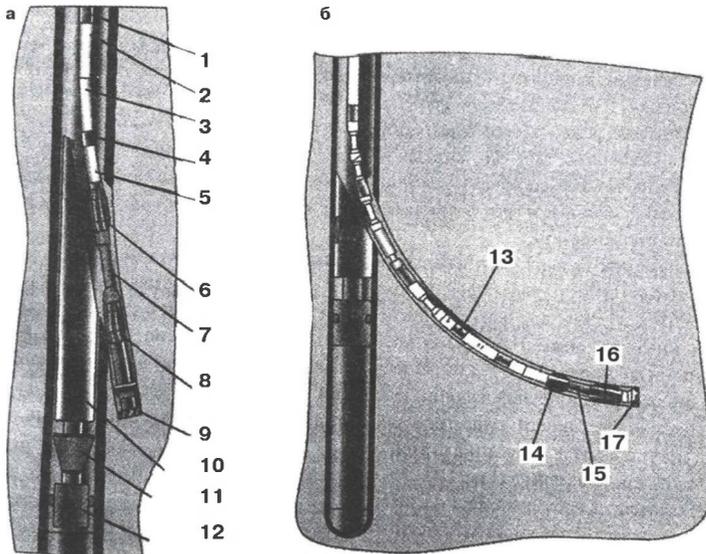
Боковые стволы строятся из эксплуатационных колонн диаметром 140, 146, 168 и 178 мм существующего фонда нефтяных и газовых скважин. Иногда возникает необходимость выполнять забуривание нового ствола через стенку промежуточной колонны диаметром 273, 245 или 219 мм.

Для бурения боковых стволов применяются технические устройства, соответствующие геологическим условиям:

- долота шарошечные, лопастные режущие и резные, с твердосплавным и алмазным вооружением для сплошного бурения, бицентричные;
- скребки для очистки обсадных колонн;
- вырезающие устройства для вырезания части обсадной колонны;
- комплекты технических устройств, состоящие из клиньев-отклонителей съемных и несъемных для ориентирования спуска, установки и резки нового ствола;
- набора фрезеров-райберов, состоящего из стартового, оконного и арбузного;
- телеметрические системы с проводным или гидравлическим каналом связи;
- технологическую оснастку и специальные технические устройства для крепления ствола.

Для забуривания бокового ствола с использованием забойного двигателя разработан комплект инструмента, обеспечивающий выполнение всего цикла работ за один прием или пооперационно, то есть с последовательным выполнением отдельных операций.

Комплект для забуривания бокового ствола в обсадной колонне производства Котовского филиала ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент» (рис. 5.12) состоит из допусчного патрубка, бурильных труб, гидравлического ударного механизма, безопасного переводника, винтового двигателя, верхнего райбера, гибкой трубы, нижнего райбера, фризы оконной, клина отклонителя, переводника шламоуловителя и якорного устройства. Нижний блок комплекта — клин-отклонитель, шламовый переводник и якорь — может быть извлекаемым или неизвлекаемым.



**Рис. 5.12. Комплект инструмента для забуривания бокового ствола:**

- а — компоновка для забуривания; б — компоновка для бурения бокового ствола;
- 1 — патрубок допускной; 2 — бурильные трубы; 3 — гидравлический ударный механизм; 4 — безопасный переводник; 5 — ВЗД; 6 — верхний райбер; 7 — гибкая труба; 8 — нижний райбер; 9 — фреза оконная; 10 — клин-отклонитель; 11 — переводник-шламоуловитель; 12 — якорь извлекаемый; 13 — пульсатор; 14 — центратор забойного двигателя; 15 — муфта шарнирная; 16 — центратор долота; 17 — долото

Нижний и верхний режущий блоки соединены между собой срезным винтом между клином-отклонителем и стартовым фрезером.

После спуска системы в скважину необходимо последовательно произвести ориентирование (при необходимости), посадку якоря и проверку якоря натяжением бурильной колонны. Далее следует разрушить срезной винт фрезера, затем проверить срез винта наличием свободного вращения бурильной колонны, провести зарезку и расширение бокового окна; поднять верхний блок системы и произвести замену компоновки для бурения бокового ствола.

#### *Устройства и оборудование*

Перед началом работ в старой скважине для предупреждения возможных инцидентов необходимо очистить внутреннюю поверхность обсадной колонны от различного рода налипших отложений. На рисунке 5.13 представлены скребки, скреперы, скребки-щетки.

Главным элементом вырезающих устройств являются раздвижные резцы (см. рис. 5.14), занимающие рабочее положение при прокачивании бурового раствора и вращении в обсадной колонне.

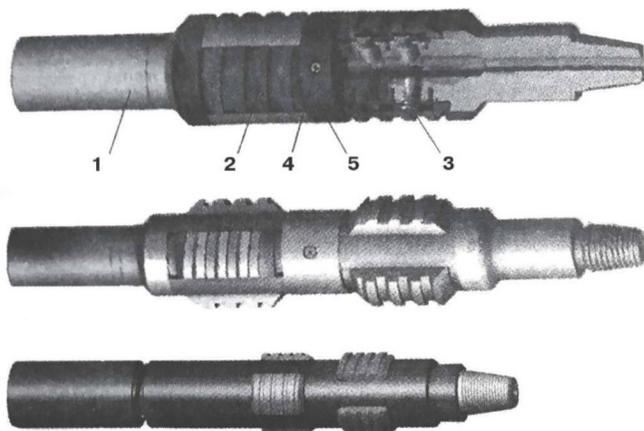


Рис. 5.13. Скреперы (скребки) для очистки обсадных колонн различных фирм: а — механический тип, б, в — гидравлический; 1 — корпус, 2 — лезвия, 3 — пружины, 4 — винт, 5 — кольцо разрезное

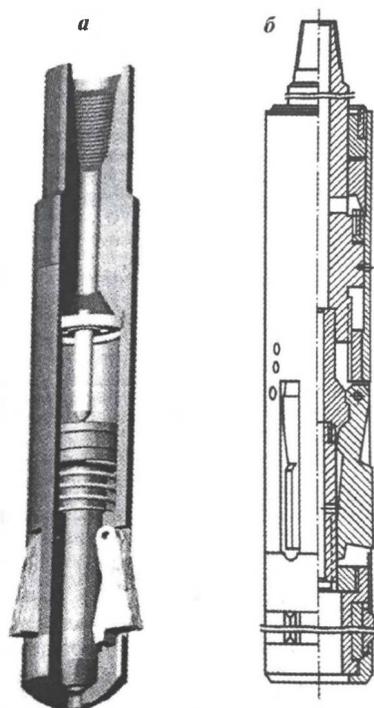
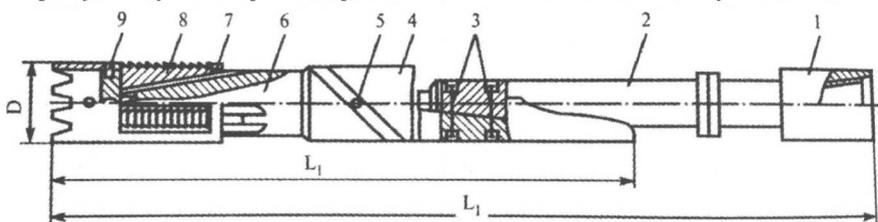


Рис. 5.14. Устройства вырезающие:  
а, б — фрезеры гидравлического типа

За счет перепада давления, действующего на поршень в процессе циркуляции промывочной жидкости, фрезерующие лапки выдвигаются и принимают рабочее положение. Вырезание окна в обсадной колонне перед забуриванием бокового ствола осуществляется с помощью турбинного или винтового двигателя.

*Клинья-отклонители* предназначены для обеспечения необходимого отклонения от оси основного ствола скважин при прорезания окна в обсадной колонне для ориентированного бурения бокового ствола. Клинья-отклонители устанавливают на естественный или искусственный забой. На рис. 5.15 представлен один из типов отклонителя с углом наклона клина  $2,5^\circ$ , который состоит из трех узлов: узла опоры и закрепления, клина-отклонителя и спускного клина.

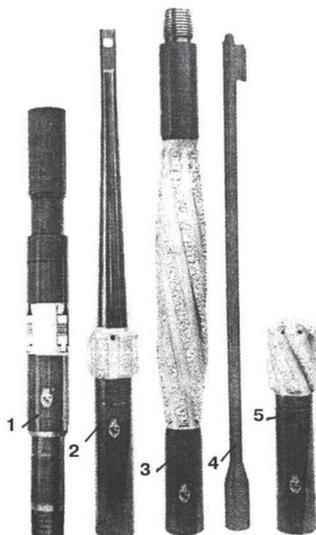


**Рис. 5.15. Клин-отклонитель:**

- 1 — переводник, 2 — клин спускной, 3 — винт срезной, 4 — клин-отклонитель, 5, 9 — винт специальный, 6 — корпус, 7 — плашкодержатель, 8 — плашки

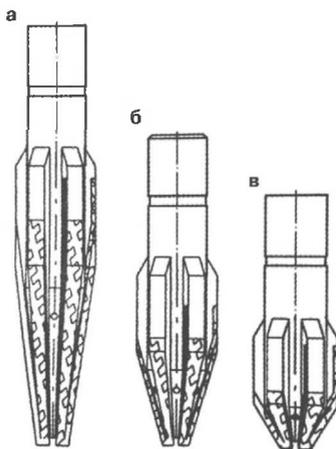
Отклонитель на колонне бурильных труб спускают в скважину и резко сажают на забой. При посадке должно происходить срезание специальных винтов и болтов (в результате чего клин-отклонитель вместе с опорой остается в скважине), а освобожденный спускной клин поднимается на поверхность.

*Комплекты технических средств* для вырезания окна в обсадной колонне за один рейс выпускаются многими фирмами. Все они снабжены съемными клиньями-отклонителями и устройствами для извлечения после забуривания бокового ствола. На рис. 5.16 представлен один из выпускаемых комплектов технических средств.



**Рис. 5.16** Комплект технических средств для вырезания окна в обсадной колонне:

1 — якорь механический, 2 — фрезер стартовый, 3 — фрезер оконный, 4 — крюк извлечения, 5 — фрезер-райбер



**Рис. 5.17.** Фрезеры конусные различных типов

Фрезеры-райберы (рис. 5.17) предназначены для ликвидации фрезерованием поврежденных участков (смятий, сломов) обсадных колонн под шаблон соответствующего размера и прорезания окна в обсадной колонне при зарезке второго ствола.

*Навигационное оборудование.* При бурении боковых стволов используются все телеметрические системы, которые обычно применяются при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

*Крепление боковых стволов* осуществляется, как правило, хвостовиками. В зависимости от характеристики разреза предусматривается заканчивание скважин с комплексом оснастки на хвостовике без цементирования, с прямым цементированием и с манжетным цементированием.

Состав комплекта оснастки у разных изготовителей отличается, но обязательно состоит из многократно используемого узла-разъединителя и одноразового — оснастки хвостовика.

Все элементы, входящие в состав комплекта технологической оснастки, отличаются фактически малыми размерами по сравнению с теми устройствами, которые используются при креплении скважин хвостовиками в обычных условиях.

Ниже приводятся технические характеристики устройств для спуска и герметизации хвостовика в скважинах с малым диаметром.

Таблица 5.1

**Технические характеристики устройств для спуска  
и герметизации хвостовика**

Наименование параметра	Величина параметра		
	У 102/146	У 114/168	У 127/178
Устройство			
Диаметр обсадной колонны, мм	146	168	178
Диаметр условный хвостовика, мм	102	114	127
Длина устройства в сборе, мм, не более	3902	4079	4100
Масса устройства, кг, не более	152	195	230
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	120 (122)	140 (144)	150 (152)
Проходной диаметр устройства подвески (без учета внутренних деталей), мм	80	95	106
Максимальный диаметр окружности, описывающей раздвижные элементы в рабочем положении, мм, не менее	140	159	168,3
Максимальный перепад давления между разобщаемыми зонами, МПа	15	15	15
Максимальная растягивающая нагрузка, кН (тс)	600 (60)	700 (70)	800 (80)
Расчетное избыточное давление, МПа:			
- срабатывания заякоривающего узла	16	16	16
- срабатывания гидромеханического пакера	16	16	16
- разъединительного узла	20	20	20
Присоединительные резьбы:			
- муфта (сверху) по ГОСТ Р 50864-96	3-86	3-102	3-102
- ниппель (снизу) по ТУ 14-161-163-96	ОТТМ-102	ОТТМ-114	ОТТМ-127

## Список литературы

1. Аветисян Н. Г. Критерий оценки устойчивости стенок скважины, сложенной глинистыми породами // РТС сер. Бурение. — М.: ВНИИОНГ, 1980. — С. 5–7.
2. Ашрафьян М. О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. — М.: Недра, 1989.
3. Бабаян Э. В. Буровые технологии, 2-е изд., доп. — Краснодар: Совет. Кубань, 2009.
4. Бабаян Э. В. Черненко А. В., Мойса Н. Ю. Инженерные расчеты при креплении нефтяных и газовых скважин. — Краснодар: Совет. Кубань, 2012.
5. Бабаян Э. В., Барсук Г. В. Освобождение прихваченной колонны труб путем создания перетока жидкостей при установке водяной или нефтяной ванны // М.: Тр. ВНИИКР нефти. — 1973. — С. 138–144.
6. Бабаян Э. В., Булатов А. И. Технология бурения скважин с поддержанием заданного забойного давления. — М.: ВНИИОНГ, 1989.
7. Бабаян Э. В., Черненко А. В. Инженерные расчеты при бурении. — М.: Инфра-Инженерия, 2016.
8. Булатов А. И. Что представляет собой зацементированное заколонное пространство // Бурение и нефть. — 2016. — № 6. — С. 30–34.
9. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин, 4-е изд. — Краснодар: Просвещение-Юг, 2014.
10. Булатов А. И., Проселков Ю. М. Решение практических задач при бурении и освоении скважин: справ. пособие — Краснодар: Совет. Кубань, 2006.
11. Булатов А. И., Проселков Е. Ю., Проселков Ю. М. Бурение горизонтальных скважин. — Краснодар: Совет. Кубань, 2008.
12. Буримов Ю. Г. Бурение стволов большого диаметра глубоких скважин, 2-е изд., перераб. — М.: Моркнига, 2015.
13. Буримов Ю. Г. Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы. Справочное пособие — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012.
14. Гаврилов Б. М., Новиков А. Д., Громовых С. А., Мойса Н. Ю. Опыт применения вязкоупругих составов серии «Химпак-П» для ликвидации поглощений на месторождениях Восточной Сибири // Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». — Краснодар, 2004. — Вып. 12. — С. 73–73.
15. Гидравлика цементирования. Свидетельство №2002611700, РОПАТЕНТ, 4 октября, 2002.
16. Дегир Д., Хотон Д., Макгерк М. Руководство по ловильным работам в нефтяных скважинах. Техника, технология и эмпирические правила. — М.: Премиум Инжиниринг, 2112.
17. Инструкция по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению. РД 39-2-803-82. — М.: Миннефтепром, 1982. — С. 33
18. Калинин А. Г., Ганджумян Р. А., Мессер А. Г. Справочник инженератехнолога по бурению глубоких скважин / Под редакцией проф. Калинина А. Г. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2005.

19. Корнфельд М. Упругость и прочность жидкостей. — М.—Л.: Гос. Изд. технико-теоретической литературы, 1951.
20. Куксов А. К., Бабаян Э. В., Шевцов В. Д. Предупреждение и ликвидация газо-нефтеводопроявлений при бурении. — М.: Недра, 1992.
21. Мойса Н. Ю., Сухенко Н. И. Оценка закупоривающих свойств наполнителей для ликвидации поглощений бурового раствора // Бурение и нефть. — 2006. — № 6. — С. 9–11.
22. Янкевич В. Ф. и др. Опыт применения облепченных тампонажных растворов при цементировании скважин на Крайнем Севере // Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». — 2000. — Вып. 5. — С. 100–109.
23. Поляков В. Н., Ипшаев Р. К., Лукманов Р. Р. Технология закачивания нефтяных и газовых скважин. — Уфа: ТАУ, 1999.
24. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
25. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. — Оренбург: Летопись, 2005.
26. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения. — М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014.
27. Сухенко Н. И., Камбулов Е. Ю., Мойса Н. Ю. Результаты исследования по ликвидации поглощений вязкоупругими составами серии «Химпак» в стендовых условиях // Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». — 2005. — Вып. 14. — С. 130–136.
28. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов / А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др. Под общей редакцией А. И. Спивака. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2004.
29. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях. РД 39-0147007-544-84. — М.: Миннефтепром, 1984.
30. Фергль У. Х. Аномально пластовые давления. — М.: Недра, 1980.
31. Шищенко Р. И., Есьман Б. И. Практическая гидравлика в бурении. М.: Недра, 1966.
32. Walker R. E., Mayes T. M. Design of Muds Carrying // J. Ret. Tech. — 1975. — July. — P. 893–900.
33. Drilling Hydraulics Christensen // Hydraulics Manual. — 1992. — P. 170.
34. Neal J. Adams Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach. — Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1985.
35. Mk. Klenlon. Combinations of drilling data pick formations pressures // The Oil and Geas J. — 1987. — № 40. — P. 132–148.

## Содержание

<b>Введение</b> .....	3
<b>ГЛАВА 1. Проектирование конструкции скважин</b> .....	5
1.1. Геологические сведения, необходимые для выбора конструкции скважины .....	5
1.1.1. Гидростатическое и геостатическое давления .....	6
1.1.2. Поровое (пластовое) давление .....	7
1.1.2.1 Обнаружение АВПД по данным бурения .....	12
1.1.3 Давление гидроразрыва пласта .....	16
1.1.3.1 Оценка порового давления и давление гидроразрыва .....	18
1.1.3.2 Процедура проведения испытания на приемистость..	19
1.1.4 Свойства пласта и пластовых флюидов .....	21
1.2. Выбор конструкции скважин .....	22
1.2.1. Глубина установки башмака обсадной колонны .....	25
1.2.2. Назначение обсадных колонн .....	30
1.2.3. Выбор диаметра обсадных колонн и долот .....	31
1.3. Особенности конструирования наклонных и горизонтальных скважин .....	32
1.3.1. Конфигурация (трасса) направленных скважин .....	34
1.3.2. Профили направленных скважин .....	36
1.3.3. Горизонтальные скважины .....	37
1.3.4. Многоствольные скважины .....	39
1.3.5. Скважины с большим отходом от вертикали .....	40
1.3.6. Инклинометрия. Определение пространственного положения ствола .....	40
1.3.7. Измерительные приборы .....	42
1.3.8. Методы вычислений траектории .....	44
1.3.9. Конструкция КНБК для направленного бурения .....	48
1.3.10. Отклоняющие инструменты .....	52
1.3.11. Примеры проектирования профилей наклонных скважин .....	56
<b>ГЛАВА 2. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях (ГНВП)</b> .....	62
2.1. Характерные ошибки в действиях бурового персонала при возникновении ГНВП .....	62
2.2. Причины возникновения ГНВП. Механизмы поступления пластовых флюидов в ствол скважины .....	65
2.3. Условия возникновения ГНВП .....	69
2.4. Методы и признаки обнаружения ГНВП .....	70

2.5. Взаимосвязь между признаками, по которым обнаруживается проявление .....	79
2.6. Тип поступившего флюида .....	83
2.6.1. Поведение газа в бурящийся скважине .....	84
2.6.1.1. Скорость всплытия газа в буровом растворе .....	84
2.6.1.2. Инверсия давления в закрытой скважине .....	86
2.6.1.3 Давление смеси бурового раствора и газа .....	89
2.7. Определение предельного объема поступления пластового флюида в скважину, допустимого внутреннего давления, максимального давления на устье скважины .....	92
2.8. Закрытие скважины при обнаружении ГНВП .....	96
2.9. Ликвидация (глушение) газонефтеводопроявлений .....	100
2.9.1. Рациональная последовательность решений обнаружения проявления .....	100
2.9.2. Способы ликвидации газонефтеводопроявлений .....	104
2.9.3. Глушение ГНВП при нахождении долота на забое (проявление обнаружено во время углубления) .....	107
2.10. Технологические особенности ликвидации ГНВП .....	109
2.11. Глушение ГНВП, возникающих во время спуско подъемных операций .....	114
2.12. Ликвидация ГНВП в осложненных условиях .....	119
2.12.1. Долото на забое, циркуляция не возможна, нет клапана: классический метод стравливания .....	120
2.13. Пример возникновения и преодоления осложнения, связанного с ГНВП .....	121
2.14. Противовыбросовое оборудование .....	131
2.14.1. Выбор ОП .....	132
2.14.2. Выбор противовыбросового оборудования при ремонте скважин .....	135
2.14.3. Превентора плашечные .....	137
2.14.4. Превентора кольцевые (универсальные) .....	142
2.14.5. Манифольд .....	143
2.14.6. Гидравлические системы управления превенторами .....	146
<b>ГЛАВА 3. Нарушение устойчивости стенок скважины .....</b>	<b>151</b>
3.1. Разбуривание глинистых отложений .....	151
3.2. Выбор типа бурового раствора для разбуривания хемогенных отложений .....	158
3.3. Осложнения при бурении многомерзлых пород .....	164
<b>ГЛАВА 4. Поглощение .....</b>	<b>167</b>
4.1. Геолого-физические характеристики поглощающих пластов .....	167
4.2. Предупреждение осложнений .....	172
4.3. Изучение и оценка поглощающих горизонтов .....	174
4.4. Примерная последовательность работ по ликвидации поглощений бурового раствора .....	178

4.5. Причины возникновения поглощений бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири .....	181
4.6. Определение характеристик поглощающего пласта и принятие решений в зависимости от интенсивности поглощения бурового раствора .....	184
4.7. Наполнители .....	188
4.8. Тампонажные растворы и смеси для борьбы с поглощением .....	199
4.8.1. Тампонажные составы .....	201
4.8.2. Изоляционные составы (ИС) на основы глин и полимеров ...	202
4.9. Оценка технологии использования газожидкостной для предупреждения поглощения бурового раствора .....	206
4.10. Рекомендации по производству работ при катастрофических поглощениях при вскрытии пластов с АВГД .....	208
4.11. Изоляция поглощений при ГНВП .....	212
4.12. Изоляция пластов гидромониторными струями бурового раствора .....	215
4.13. Технические средства для ликвидации поглощений .....	217
<b>ГЛАВА 5. Предупреждение и ликвидация аварий .....</b>	<b>219</b>
5.1. Прихват труб .....	219
5.2. Ловильные работы и инструмент для ликвидации аварий .....	224
5.2.1. Захватывающие инструменты .....	227
5.2.2. Устройства для ликвидации прихватов .....	228
5.3. Операция обуривания .....	230
5.4. Извлечение мелких предметов .....	234
5.5. Фрезеры .....	235
5.6. Ликвидация аварий с кабелем или канатом .....	237
5.7. Методы забуривания второго ствола .....	237
<b>Список литературы .....</b>	<b>246</b>

# Книги почтой

Заказ можно сделать на сайте издательства

[www.infra-e.ru](http://www.infra-e.ru)

1	Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ
2	Буровая гидравлика
3	Внутридомовое газовое оборудование
4	Газификация конденсированных топлив. Вчера. Сегодня. Завтра...
5	Дистанционные методы поисков месторождений нефти и газа на морских акваториях
6	Дистанционные методы в нефтегазовой геологии
7	Инженерные расчеты при бурении
8	Конструкция нефтегазовых скважин. Осложнения и их преодоление
9	Методы и технологии поддержания пластового давления
10	Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа
11	Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин
12	Полимерные армированные трубопроводы в современных гидравлических системах
13	Проектирование и эксплуатация систем электрического обогрева в нефтегазовой отрасли
14	Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа
15	Результаты дистанционных исследований в комплексе поисковых работ на нефть и газ
16	Решение современных проблем нефтегазовой геологии дистанционными методами
17	Справочник бурового мастера (в 2-х т.)
18	Справочник дорожного мастера. Строительство, эксплуатация и ремонт автомобильных дорог
19	Справочник геолога нефтегазоразведки: нефтегазопромысловая геология и гидрогеология
20	Справочник инженера по исследованию скважин
21	Справочник инженера предприятия технологического транспорта и спецтехники (в 2-х т.)
22	Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов
23	Справочник мастера строительно-монтажных работ. <i>Строительство нефтегазопроводов, хранилищ, терминалов, компрессорных станций. Монтаж наземного промыслового оборудования и сооружений.</i>
24	Справочник мастера по промышленной геофизике
25	Справочник мастера по подготовке газа
26	Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования
27	Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов
28	Справочник промыслового (цехового) энергетика
29	Справочник по газопромысловому оборудованию
30	Справочник инженера по КИПиА
31	Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка (в 2-х т.)
32	Переработка и утилизация нефтесодержащих отходов
33	Порядок создания, модернизации и сопровождения АСУТП
34	Сети газопотребления котельных
35	Современные микроамплитудные тектонические движения, дистанционные методы их изучения и значение для нефтегазовой геологии
36	Современные химические методы насосного дозирования в нефтедобыче
37	Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам. <i>Магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы</i>
38	Управление потенциально опасными технологиями
39	Управление электроприводами скважинных насосных установок
40	Физика пласта
41	Экология нефтегазового производства

Эдуард Вартанович Бабаян

# КОНСТРУКЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН. Осложнения и их преодоление

*Учебное пособие*

ISBN 978-5-9729-0237-8



Подписано в печать 10.04.2018  
Формат 60x84/16. Бумага офсетная.  
Гарнитура «Таймс».

Издательство «Инфра-Инженерия»  
160011, г. Вологда, ул. Козленская, д. 63  
Тел.: 8(911)512-48-48  
E-mail: [infra-e@yandex.ru](mailto:infra-e@yandex.ru)  
[www.infra-e.ru](http://www.infra-e.ru)

**Издательство приглашает  
к сотрудничеству авторов  
научно-технической литературы**