

СТО Газпром 2-3.2-193-2008

## СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГАЗПРОМ"

### РУКОВОДСТВО ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН

ОКС 73.020

Дата введения 2008-07-10

#### Предисловие

- |   |                                  |   |
|---|----------------------------------|---|
| 1 | РАЗРАБОТАН                       | Открытым акционерным обществом "Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов" (ОАО "СевКавНИПИгаз") с участием специалистов дочерних обществ ОАО "Газпром" |
| 2 | ВНЕСЕН                           | Департаментом по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО "Газпром"  |
| 3 | УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В<br>ДЕЙСТВИЕ | Распоряжением ОАО "Газпром" от 19 декабря 2007 г. N 439 с 10 июля 2008 г.   |
| 4 | ВЗАМЕН                           | Инструкции по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин, утвержденной ОАО "Газпром" 03 марта 2000 г.  |

#### Введение

Разработка настоящего стандарта обусловлена необходимостью строительства и ремонта скважин в сложных горно-геологических условиях для разведки и добычи углеводородного сырья дочерними обществами и организациями ОАО "Газпром".

В соответствии с Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [1] газонефтеводопроявление является инцидентом - отклонением от режима технологического процесса, способным привести к возникновению аварии, т.е. неконтролируемого выброса пластового флюида (открытого фонтанирования), при несвоевременном принятии необходимых превентивных мер. Разработка технологий, технических средств и организационных мероприятий, направленных на повышение экологической и промышленной безопасности ОАО "Газпром", является приоритетной научно-технической задачей Общества.

Целью разработки стандарта ОАО "Газпром" является повышение уровня промышленной безопасности опасных производственных объектов Общества, связанных со строительством и ремонтом скважин при вскрытых напорных горизонтах.

С введением в действие настоящего стандарта утрачивает силу "Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин", утвержденная ОАО "Газпром" 3 марта 2000 г.

#### 1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на строительство, ремонт и вывод скважин из незавершенного производства, осуществляемые предприятиями и организациями (включая иностранные), независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, ведущими подрядные и субподрядные работы на лицензионных участках ОАО "Газпром", устанавливает организационные, технические и технологические требования по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений в скважинах при вскрытых напорных горизонтах.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется на предупреждение и ликвидацию газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин на шельфовых месторождениях.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.115-86 ССБТ. Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности

ГОСТ 631-75 Трубы бурильные с высаженными концами и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции

ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 50278-92 Трубы бурильные с приваренными замками. Технические условия

СТО РД Газпром 39-1.2-086-2003 Положение по организации обучения и аттестации персонала дочерних обществ и организаций ОАО "Газпром" в области предупреждения и ликвидации газонефтепроявлений при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин

СТО Газпром РД 1.2-094-2004 Инструкция по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов

СТО Газпром РД 1.2-140-2005 Единые правила ведения ремонтных работ в скважинах ОАО "Газпром"

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

## 3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 газонефтеводопроявление:** Инцидент, заключающийся в поступлении пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренном режимом технологического процесса ее строительства или ремонта, создающий опасность аварии в виде неконтролируемого выброса (открытого фонтана).

**3.2 предупреждение газонефтеводопроявления:** Недопущение или ограничение поступления пластового флюида в ствол скважины в пределах допустимого объема и его удаление из ствола скважины без нарушения непрерывности технологического процесса строительства или ремонта скважины.

**3.3 ликвидация газонефтеводопроявления:** Удаление из ствола скважины пластового флюида, поступившего в объеме более допустимого, но менее предельного, и восстановление контроля с нарушением непрерывности технологического процесса строительства или ремонта скважины.

**3.4 пластовый флюид:** Нефть, природный газ, газоконденсат, минерализованная пластовая вода, а также их смеси, содержащиеся в трещинах, порах и пустотах горных пород.

**3.5 допустимый объем поступления пластового флюида в ствол скважины:** Объем, определяемый из

условий обеспечения контроля за скважиной в ходе ее строительства или ремонта, в том числе в процессе удаления пластового флюида из нее, а также возможности реализации технико-технологических мероприятий по ликвидации газонефтеводопроявлений без сопутствующих осложнений.

**3.6 предельный объем поступления пластового флюида в ствол скважины:** Объем, определяемый из условия обеспечения возможности ликвидации газонефтеводопроявления стандартными методами без превышения максимально допустимого давления в скважине, предусмотренного проектной документацией.

**3.7 контроль за скважиной:** Контроль состояния скважины с позиций недопущения газонефтеводопроявления, включающий три стадии (уровня, линии) защиты.

**3.8 первая стадия (уровень, линия) защиты от газонефтеводопроявления:** Предотвращение притока пластового флюида в ствол скважины за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости.

**3.9 вторая стадия (уровень, линия) защиты от газонефтеводопроявления:** Предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования.

**3.10 третья стадия (уровень, линия) защиты от газонефтеводопроявления:** Защита от открытого выброса за счет ликвидации газонефтеводопроявления стандартными методами и обеспечения возможности возобновления первой линии защиты.

**3.11 стандартный метод ликвидации газонефтеводопроявления:** Метод, предусматривающий поддержание постоянного забойного давления в процессе ликвидации газонефтеводопроявления при недопущении превышения устьевого давления выше предельно допустимого для устьевого оборудования.

**3.12 аномально высокое пластовое давление:** Пластовое давление с коэффициентом аномальности выше 1,3.

**3.13 аномально низкое пластовое давление:** Пластовое давление с коэффициентом аномальности менее 1,0.

**3.14 напорный пласт:** Флюидонасыщенный пласт проницаемых горных пород, имеющий единую пьезометрическую поверхность или уровень.

**3.15 пласт с высоким содержанием сероводорода:** Продуктивный пласт, в составе флюидов которого содержится более 6% (объемных) примеси сероводорода  $H_2S$ .

**3.16 газоопасные работы:** работы, связанные с осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, в том числе работы внутри емкостей, при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону, определяемую в соответствии с ГОСТ 12.1.005, взрыво-, взрывопожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20%).

**3.17 газозрывоопасность:** Состояние производственного процесса, при котором возможно образование взрывоопасной среды, включающей газы, и возникновение источника инициирования взрыва в соответствии с ГОСТ 12.1.010.

**3.18 заказчик:** ОАО "Газпром" или уполномоченное им дочернее общество или организация, выполняющие функции недропользователя.

**3.19 подрядчик:** Организация, обязующаяся по заданию заказчика выполнить работы (процесс) по строительству или ремонту скважины в соответствии с проектно-сметной документацией и на условиях договора и сдать их результат заказчику.

## 4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВПД - аномально высокие пластовые давления

АНИ - Американский нефтяной институт

ВЧ - военизированная противofонтанная часть по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов

ГВС - газовоздушная смесь

ГДИ - газодинамические исследования

ГНВП - газонефтеводопроявление

ГИС - геофизические исследования скважин

ГТИ - станция геолого-технологических исследований

ГТН - геолого-технический наряд

ДЗУ - дроссельно-запорное устройство

КНБК - компоновка низа буровой колонны

КРС - капитальный ремонт скважин

КШЦ - кран шаровой цапфовый

МСЦ - муфта ступенчатого цементирования

ОЗЦ - ожидание затвердевания цемента

ПВО - противовыбросовое оборудование

ПЛА - план ликвидации аварий

ПУГ - превентор универсальный гидравлический

ПСД - проектно-сметная документация

СИЗ - средства индивидуальной защиты

СПО - спуско-подъемные операции

УБТ - утяжеленные буровые трубы

ФА - фонтанная арматура

## 5 Общие требования

5.1 При разработке проектов на строительство скважин, технологических регламентов на капитальный ремонт скважины и отдельные технологические операции необходимо учитывать технологические, технические и организационные решения по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП, а также:

- конструкцию скважины;
- оборудование и схемы обвязки устья скважины;
- средства контроля параметров процесса бурения;
- параметры промывочной жидкости;

- механическую скорость бурения;
- скорость СПО;
- периодичность долива скважины при подъеме бурильного инструмента;
- средства очистки (в том числе дегазации) бурового раствора;
- периодичность промывок скважин со вскрытым продуктивным горизонтом.

5.2 Допустимый объем поступления пластового флюида должен быть не более:

- 0,5 мз - при подъеме труб в процессе строительства скважины;
- 0,2 мз - при подъеме труб во время КРС, испытания и освоения скважины.

5.3 Обязательному согласованию с ВЧ ООО "Газобезопасность" подлежат:

- рабочие проекты на строительство, консервацию и ликвидацию скважин в части обеспечения фонтанной безопасности;
- планы на производство работ при вскрытых (ведущих к вскрытию) напорных горизонтах, включая ремонтные, аварийные и иные не предусмотренные проектом работы;
- планы на производство работ по КРС, гидроразрыву пласта;
- наряды-допуски на проведение плановых и аварийных газоопасных работ;
- типовые схемы обвязки устья скважин при строительстве и ремонте скважин.

5.4 Утверждению в ОАО "Газпром" подлежит ПСД на строительство скважин, корректировка ПСД после получения положительных экспертных заключений ООО "ВНИИГАЗ" (Ассоциации буровых подрядчиков - по согласованию) и ОАО "Промгаз" для следующих условий:

- глубина 4000 м и выше;
- аномально высокие пластовые давления (коэффициент аномальности более 1,3);
- содержание в пластовых флюидах выше 6% (объемных) сероводорода.

5.5 К работам на скважинах с возможными ГНВП следует допускать рабочих и специалистов, прошедших подготовку по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП" в специализированных учебных центрах в соответствии с требованиями СТО РД Газпром 39-1.2-086. Аттестацию персонала следует проводить не реже одного раза в три года для всех видов допуска.

5.6 При отсутствии круглогодичного автомобильного сообщения перед началом бурения интервала с продуктивными (возможно продуктивными) пластами необходимо иметь на мостках очередную обсадную колонну.

## **6 Требования к технологии ведения работ**

6.1 С целью предупреждения поступления пластовых флюидов в скважину при проведении основных технологических операций не допускается снижение забойного давления ниже пластового (кроме случаев, когда проведение таких работ предусмотрено ПСД или планами работ), для чего необходимо проводить:

- промывку скважины перед подъемом и после спуска инструмента для вымыва забойной пачки, удаления легких пачек жидкостей при установке различных ванн, выравнивания параметров промывочной жидкости и т.д.;
- своевременный регламентированный долив скважины при подъеме инструмента с контролем и записью в журнале;

- качественную дегазацию промывочной жидкости с записью в журнале его плотности до и после дегазации;

- контроль и химическую обработку промывочной жидкости для регулирования реологических свойств, в т.ч. статического напряжения сдвига, вязкости и др., а также для снижения сальникообразования с целью уменьшения гидродинамических давлений и недопущения поршневания (свабирования) при подъеме инструмента.

6.2 Максимально допустимая репрессия с учетом гидродинамических давлений должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения промывочной жидкости на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

6.3 Для предупреждения ГНВП при бурении следует контролировать объемное содержание газа в промывочной жидкости. Если объемное содержание газа в промывочной жидкости превышает фоновое на 5%, необходимо принять меры по ее дегазации, выявлению причин насыщения промывочной жидкости газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.

6.4 Проектные решения по выбору плотности промывочной жидкости должны предусматривать создание столбом промывочной жидкости гидростатического давления на забой скважины, превышающего проектные или фактические пластовые давления на величину не менее:

- 10% - для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов по вертикали от 0 до 1200 м);

- 5% - для интервалов по вертикали от 1200 м до проектной глубины.

В необходимых случаях ПСД может устанавливать большую плотность промывочной жидкости, но при этом противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления на 1,5 МПа для скважин глубиной по вертикали до 1200 м и 2,5-3,0 МПа для более глубоких скважин.

Не допускается отклонение плотности промывочной жидкости (освобожденной от газа), находящейся в циркуляции, более чем на 20 кг/м<sup>3</sup> от установленной проектом величины, кроме случаев ликвидации ГНВП.

6.5 В случае наличия в скважине зон поглощения, не поддающихся изоляции, ПСД может устанавливать меньшую плотность промывочной жидкости, но не менее 2-3% превышения, определенного 6.4 настоящего стандарта, с разработкой дополнительных противофонтанных мероприятий.

Бурение скважин с частичным или полным поглощением промывочной жидкости при возможном ГНВП (в т.ч. вскрытие пласта с депрессией) следует проводить в соответствии с ПСД. В случае несоответствия проектных геологических условий фактическим бурение следует проводить по утвержденному техническим руководителем бурового подрядчика специальному плану, который согласовывается с заказчиком, проектировщиком и противофонтанной службой ООО "Газобезопасность" (далее - ВЧ ООО "Газобезопасность"). План должен включать мероприятия по недопущению ГНВП.

6.6 При установке ванн в процессе бурения гидростатическое давление столба промывочной жидкости и жидкости ванны (нефть, вода, кислота) должно быть не ниже пластового. При вероятности или необходимости снижения забойного давления ниже пластового давления работы по расхаживанию буровой колонны, вымыву жидкости ванны или продуктов реакции следует проводить при герметизированном затрубном пространстве и с установленным на буровой колонне шаровым краном, а также с осуществлением дополнительных мер безопасности по плану, согласованному с ВЧ ООО "Газобезопасность" и утвержденному техническим руководителем подрядчика.

6.7 Подъем буровой колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, промыть скважину с вращением и расхаживанием колонны буровых труб.

При невозможности устранить сифон (зашламованность турбобура, другие причины) подъем труб следует производить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемых объемов металла труб, промывочной жидкости и доливаемой в скважину промывочной жидкости.

При невозможности устранить поршневание (наличие сальника на КНБК или сужение ствола скважины) подъем следует производить с промывкой, вращением труб ротором.

6.8 К подъему буровой колонны из скважины, в которой произошло поглощение промывочной жидкости при

возможном ГНВП, следует приступать только после заполнения скважины до устья, в случае отсутствия перелива при технологическом отстое на время, необходимое для проведения подъема и спуска бурильной колонны, последующей контрольной промывки не менее одного цикла с выравниванием параметров промывочной жидкости согласно ГТН.

При возникновении поглощения при вскрытии продуктивных отложений инструмент следует поднять на глубину, исключающую прихват. Подъем инструмента необходимо производить с постоянным доливом скважины с обеспечением равенства извлекаемых объемов металла труб, промывочной жидкости и доливаемой в скважину промывочной жидкости.

Если заполнение скважины до устья невозможно, то дальнейшие работы следует проводить под руководством ответственного специалиста по специальному плану, утвержденному техническим руководителем подрядчика и согласованному с ВЧ ООО "Газобезопасность".

6.9 При определении скорости СПО гидродинамическое давление должно быть ограничено следующими значениями:

при подъеме колонны труб

$$P_{гд1} \leq 0,75(\rho \cdot g \cdot H - P_{пл}), \quad (6.1)$$

где  $P_{гд1}$  - гидродинамическое давление при подъеме колонны труб, Па;

$\rho$  - плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$H$  - глубина, м;

$P_{пл}$  - пластовое давление, Па;

при спуске колонны труб

$$P_{гд2} \leq 0,75(P_{гп} - \rho \cdot g \cdot H), \quad (6.2)$$

где  $P_{гд2}$  - гидродинамическое давление при спуске колонны труб, Па;

$P_{гп}$  - давление гидроразрыва пласта, Па.

При изменении реологических свойств промывочной жидкости (от воздействия пластовых флюидов, высоких температур и т.д.) и отсутствии возможности приведения их к проектным показателям по решению технологической службы подрядчика следует изменить скорости СПО с учетом допустимых колебаний гидродинамических давлений (приложение А).

6.10 Порядок долива скважины при подъеме бурильной колонны должен определяться ПСД с учетом наличия соответствующих технических средств (приложение Б). Для предотвращения сифона при подъеме инструмента следует промыть скважину с выравниванием плотности промывочной жидкости.

6.11 В процессе бурения и капитального ремонта необходимо контролировать и регистрировать следующие параметры:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме (постоянно);
- параметры промывочной жидкости (плотность, условная вязкость, водоотдача, толщина корки, СНС и т.д.) с регистрацией в журнале (периодичность в соответствии с таблицей 1);
- объемное содержание газа в буровом растворе (постоянно);
- расход промывочной жидкости на входе и выходе из скважины (постоянно);

- давление в манифольде буровых насосов с регистрацией на диаграмме или в журнале (постоянно);
- уровень промывочной жидкости в приемных емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении СПО (постоянно);
- механическая скорость бурения (постоянно);
- крутящий момент на роторе (постоянно).

Таблица 1 - Периодичность контроля параметров промывочной жидкости

Параметр	При нормальных условиях	При осложнении скважины и вскрытии напорного пласта не реже 1 раза за
Плотность	30 мин	5-15 мин
Условная вязкость	30 мин	5-15 мин
Водоотдача	1 ч	1 ч
Толщина корки	1 ч	1 ч
СНС	1 ч	1 ч

6.12 Работы по освоению и испытанию скважин после бурения и капитального ремонта следует проводить согласно ПСД на строительство и капитальный ремонт скважины и требований 2.9 ПБ 08-624-03 [2]. Планы работ по освоению и испытанию скважин, схемы обвязки устья необходимо согласовывать с ВЧ ООО "Газобезопасность".

6.13 В интервалах возможных ГНВП после окончания долбления перед подъемом бурильных труб для смены долота следует провести обязательную промывку скважины в течение одного цикла с приведением всех параметров промывочной жидкости в соответствие с ГН. При отсутствии притока флюида произвести дальнейший подъем бурильного инструмента до башмака предыдущей колонны;

6.14 При поступлении пластового флюида в скважину в процессе подъема бурильной колонны из интервала необсаженного ствола следует поднять инструмент в башмак предыдущей колонны и промыть скважину в течение одного цикла циркуляции промывочной жидкости, после чего продолжить подъем.

6.15 Спуск инструмента после смены компоновок или долота следует производить с промежуточными промывками. Интервалы проведения промежуточных промывок необходимо предусмотреть при разработке мероприятий по предупреждению осложнений при бурении зон АВГД в ПСД на строительство скважины.

## 7 Требования к конструкции скважины

7.1 Конструкция скважины, выбор обсадных труб, технология спуска и цементирования колонн, высота подъема цемента, оборудование устья должны соответствовать требованиям 2.3 и 2.7.4 ПБ 08-624-03 [2].

7.2 До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов следует предусмотреть спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения промывочной жидкости в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины.

7.3 При вскрытии продуктивных отложений большой мощности с АВГД число обсадных колонн, перекрывающих интервалы продуктивного пласта, и глубина установки их башмаков должны обеспечить бурение скважин без поглощений промывочной жидкости и связанных с ними ГНВП.

7.4 На стадии проектирования следует рассчитать величины допустимого объема и предельного объема притока пластового флюида согласно приложению В и указать их в разделе фонтанной и газовой безопасности ПСД. В случае несоответствия и/или отклонения фактических данных от проектных при бурении под промежуточные и эксплуатационные колонны по требованию недропользователя проектной организации подлежит провести перерасчет предельного объема притока пластового флюида для решения вопроса о пересмотре конструкции скважины.



7.5 Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность следует производить по [3] с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом, а также осевых нагрузок на трубы на стадиях строительства и эксплуатации скважин.

7.5.1 Промежуточная колонна должна:

- обеспечивать герметичность скважины в случаях ГНВП, выбросов и открытого фонтанирования с учетом дополнительного давления, необходимого для их ликвидации (13.1.5 настоящего стандарта);
- выдерживать давление гидростатического столба промывочной жидкости максимальной плотности;
- выдерживать максимальные сминающие нагрузки в случае открытого фонтанирования или поглощения с падением уровня промывочной жидкости.

7.5.2. Тип резьбового соединения и типоразмер обсадных труб должен быть установлен ПСД на строительство скважин.

7.5.3 МСЦ, стыковочные и другие устройства, нарушающие сплошность обсадной колонны, должны быть оснащены резьбовыми соединениями, одинаковыми со спускаемой обсадной колонной.

7.5.4 Перед спуском обсадных колонн в скважину при несоответствии установленного универсального превентора ожидаемым устьевым давлениям плашки одного из превенторов следует заменить на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны. При отсутствии плашек требуемого размера на приемных мостках должна находиться специальная (стальная, с соответствующими прочностными характеристиками) бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

7.5.5 При спуске обсадной колонны следует заполнять ее промывочной жидкостью согласно плану работ на спуск обсадной колонны (в том числе с использованием дифференциально-наполнительной муфты), контролировать соответствие количества промывочной жидкости, вытесняемой из затрубного пространства, объему спускаемых обсадных труб, замерять ее плотность и вязкость при вытеснении и промывках с периодичностью, указанной в таблице 1 настоящего стандарта.

7.5.6 Запрещается приступать к спуску промежуточных и эксплуатационных колонн в скважину, осложненную поглощениями промывочной жидкости или ГНВП, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений. Крепление скважины в осложненном стволе необходимо производить по дополнительному плану работ.

7.6 Состав, свойства тампонажных растворов и технология цементирования должны обеспечивать предупреждение заколонных газопроявлений. Плотность тампонажного раствора, как правило, должна быть не ниже плотности промывочной жидкости. Верхний предел плотности тампонажного раствора необходимо ограничить условием недопущения гидроразрыва пород в процессе цементирования.

7.6.1 Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, башмаком предыдущей обсадной колонны, устройством ступенчатого цементирования, узлом соединения секций обсадных колонн должна составлять не менее 150 м в нефтяных скважинах и не менее 500 м в газовых скважинах.

7.7 В процессе бурения промежуточную колонну в соответствии с ПСД следует проверять на износ для определения ее остаточной прочности по данным ГИС и расчетов. Периодичность и способы проверки состояния обсадных колонн по мере их естественного износа и необходимые мероприятия по обеспечению безопасной проводки и эксплуатации скважины необходимо установить в ПСД.

Перед спуском очередной колонны предыдущую колонну следует опрессовать на остаточную прочность по всему нецементируемому интервалу за очередной колонной. В условиях многолетнемерзлых пород и низких температур для опрессовки необходимо использовать незамерзающие жидкости.

7.7.1 Повторные опрессовки устьевого части обсадных колонн совместно с ПВО следует производить с применением технологических пакеров по плану работ (с указанием конструкции пакера, глубины установки пакера, величины давления опрессовки), согласованному с ВЧ ООО "Газобезопасность". Опрессовки необходимо проводить через 40 СПО при роторном бурении и через 50 СПО при турбинном бурении и при вскрытии

продуктивных горизонтов, если произведено более 80% от СПО, предусмотренных ПСД.

7.8 В ПСД должны быть предусмотрены мероприятия, снижающие износ обсадных колонн, в том числе включающие:

- профиль скважины, обеспечивающий вертикальность приустьевой части ствола (не менее 100 м);
- центровку вышки (с указанием времени проведения);
- оснащение бурильной колонны протекторными кольцами;
- установку под ведущей трубой гуммированного переводника;
- введение в промывочную жидкость смазывающих добавок;
- случай недопуска кондуктора для дальнейшего монтажа устьевого оборудования.

7.9 Конструкции устья скважины, колонных головок и ПВО должны обеспечивать сохранность приустьевой части от истирания и повреждения (выбор верхней обсадной трубы с соответствующими прочностными характеристиками, установка предохранительных втулок в колонные головки на место посадки клиновых подвесок). При бурении скважин глубиной более 4000 м со сложными геологическими условиями и в других необходимых случаях для повышения устойчивости устья скважины в ПСД следует предусмотреть установку опорных плит.

## 8 Требования к оборудованию и схемам обвязки устья скважины

8.1 Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки должен осуществляться проектной организацией в соответствии с требованиями 2.7.6 ПБ 08-624-03 [2].

8.1.1 Строительство буровой установки следует осуществлять с учетом возможности размещения и сборки превенторов, блоков глушения, дросселирования и отводов.

8.1.2 Монтаж противовыбросового оборудования следует осуществлять согласно типовой схеме, выполненной в соответствии с ГОСТ 13862. Типовая схема должна разрабатываться буровым подрядчиком, согласовываться с заказчиком, территориальными органами Ростехнадзора, ВЧ ООО "Газобезопасность" и утверждаться техническим руководителем подрядчика. Схемы необходимо пересматривать один раз в три года и в случае технологических и конструкторских изменений согласовывать и утверждать в установленном порядке.

8.1.3 В ПСД на строительство скважины необходимо произвести выбор превенторной установки, манифольдов, станции гидроуправления, блока дросселирования и глушения, дегазационной и трапно-факельной установки. Выбор следует осуществлять с учетом конкретных горно-геологических условий и коррозионной активности среды для выполнения следующих технологических операций:

- герметизации устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;
- вымыва флюида из скважины по принятой технологии;
- монтажа дополнительного оборудования на случай открытого фонтанирования;
- перерезывания бурильной колонны;
- контроля за состоянием скважины во время глушения;
- расхаживания бурильной колонны (при загерметизированном устье) для предотвращения ее прихвата;
- спуска или подъема части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье при бурении с депрессией на пласт.

8.1.4 Рабочие давления колонных головок, блоков превенторов и манифольдов противовыбросового оборудования должны быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе строительства скважины, исходя из условия полной замены в скважине промывочной жидкости

пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании.

8.2 Проектные организации должны разрабатывать типовые технологические и монтажные схемы обвязки устья.

8.3 Типовые схемы должны устанавливать минимальное количество необходимых составных частей превенторного блока и манифольда, которые дополняются в зависимости от конкретных условий строящейся скважины и проводимых работ.

8.4 При вскрытии пластов с объемным содержанием сероводорода более 6% противовыбросовое оборудование и обвязка устья должны быть устойчивыми к сульфидно-коррозионному растрескиванию. В паспорте на оборудование должна быть показана область его применения в указанной среде.

8.5 Для каждой буровой типовая монтажная схема обвязки устья должна быть конкретизирована с учетом рельефа местности, расположения линий электропередачи, дорог, бурового, вспомогательного оборудования и других сооружений и коммуникаций. Монтажную схему должна разработать проектная организация и внести в ПСД.

8.6 На скважинах с коэффициентом аномальности 1,3 и выше, с наличием сероводорода более 6% крестовины стволовой части ПВО следует оборудовать двумя задвижками с каждой стороны, при этом первые по ходу потока из скважины - с ручным управлением, в нормальном положении постоянно открыты; вторые - гидроприводные, в нормальном положении постоянно закрыты.

8.7 При вскрытии скважиной изученного разреза, представленного газовыми, нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами с давлением, не превышающим гидростатическое, при котором возможно ГНВП, после спуска кондуктора или промежуточной колонны устье скважины необходимо оснастить ПВО, обеспечивающим герметизацию скважины при спущенной бурильной колонне и без нее (два превентора - с трубными и глухими плашками, универсальный превентор).

8.8 Три или четыре превентора, в т.ч. один универсальный, следует устанавливать на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с АВГД. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 35 МПа и объемном содержании сероводорода до 6% должен определить буровой подрядчик по согласованию с ВЧ ООО "Газобезопасность" и территориальными органами Ростехнадзора, исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.). Глухие плашки следует устанавливать в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

8.9 Четыре превентора, в т.ч. один универсальный и один превентор со срезающими плашками, следует устанавливать на устье скважины в следующих случаях:

- вскрытия пластов с АВГД и объемным содержанием сероводорода более 6%, а также с наличием сероводорода до 6% и избыточным давлением на устье более 35 МПа;

- использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья.

8.10 Длина линий дросселирования и глушения манифольдов ПВО должна обеспечивать размещение блоков дросселей и задвижек за пределами подвышечного основания буровой установки или рабочей площадки подъемной установки для ремонта скважин на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Линии выкидов на факелы от блоков манифольдов должны надежно закрепляться на специальных опорах с уклоном от устья скважины. Опоры под линии сбросов следует устанавливать через каждые 8-10 м. Концы отводов необходимо крепить на двух опорах, устанавливаемых через 2-3 м. Крайнюю опору следует устанавливать на расстоянии 1 м от конца. Отводы должны оканчиваться косым срезом, направленным вверх, и между продувками обвязываться бумагой или мешковиной для предупреждения забивания.

8.10.1 Длина линий должна быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м<sup>3</sup>/т - не менее 30 м;

- для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м<sup>3</sup>/т, газоконденсатных, газовых и разведочных скважин - не менее 100 м;

- на вновь разведываемых площадях длина линий должна быть установлена ПСД с учетом нормативов

отвода земель и охранных зон, но не должна быть менее 50 м.

8.10.2 Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек допускается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм. При необходимости и по согласованию с ВЧ ООО "Газобезопасность" допускается выполнять повороты линий глушения и дросселирования до блока задвижек.

8.10.3 Расстояние от концов выкидных линий до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин. Выкидные линии направлять в сторону от линий электропередачи, проезжих дорог. Переезд допускается при оборудовании специальным патроном и насыпью.

Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна определяться подрядчиком по согласованию с заказчиком, территориальным органом Ростехнадзора и ВЧ ООО "Газобезопасность".

8.11 На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 70 МПа, необходимо устанавливать заводской блок с тремя регулируемые дросселями - два с дистанционным и один с ручным управлением. Во всех остальных случаях установку регулируемых дросселей с дистанционным управлением следует производить в зависимости от конкретных условий; решение должен принять технический руководитель подрядчика при утверждении схемы обвязки и установки ПВО.

8.12 Манометры на блоках дросселирования и глушения необходимо устанавливать через разделители сред, краны высокого давления. Манометры должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30% превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и ПВО. В ситуациях, определенных ВЧ ООО "Газобезопасность", на блоке дросселирования следует устанавливать манометр, показывающий давление в бурильных трубах.

8.13 Для управления превенторами и гидравлическими задвижками необходимо устанавливать основной и вспомогательный пульта. Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте, а вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика.

8.14 Электропитание основного пульта управления следует выполнять отдельной линией, независимой от электропитания вышечного и силового блоков; включающее устройство должно находиться вне буровой. Маслопроводы системы гидроуправления ПВО должны быть защищены от механических повреждений и не иметь сварных швов.

8.15 Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов следует устанавливать в легкодоступном месте, но не ближе 10 м. Перед штурвалом на отбойном щите должны быть указаны: верхний и нижний превентор, диаметр плашек, направление вращения и число оборотов штурвала, необходимое для полного закрытия превентора, и сделаны метки на штурвале и щите, которые при полном закрытии превентора должны совмещаться.

Площадка должна быть освещена светильниками во взрывобезопасном исполнении (включая аварийное освещение для буровых станков).

8.16 Основной пульт управления превенторами и штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны находиться в металлических будках или под навесами, выполненными по утвержденным и согласованным техническим условиям на их изготовление.

8.17 Противовыбросовое оборудование должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественной или импортной поставки. По согласованию с ВЧ ООО "Газобезопасность" и территориальными органами Ростехнадзора допускается применение отдельных деталей и узлов, изготовленных на базе производственного обслуживания подрядчика в соответствии с техническими условиями. Изготовленные узлы и детали должны иметь паспорта. Рабочие чертежи и технические условия на изготовление нестандартизованных элементов ПВО должны быть согласованы с производителем или проектной организацией.

8.18 Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками до установки на устье скважины должны быть опрессованы водой на рабочее давление, указанное в паспорте, а после ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса - на пробное давление по ГОСТ 13862 (таблица 2 указанного стандарта). После опрессовки на рабочее давление на стенде превентор следует отправлять на скважину в собранном виде. При кустовом способе размещения скважин сроки опрессовки ПВО на рабочее давление следует определять по

согласованию с ВЧ ООО "Газобезопасность" и территориальными органами Ростехнадзора. Результаты опрессовки следует оформлять актом (форма представлена в приложении Г).

8.19 После переоборудования устья скважины до разбуривания цементного стакана в очередной обсадной колонне превенторную установку до концевых задвижек манифольдов высокого давления необходимо опрессовать водой, азотом или воздухом на давление опрессовки обсадной колонны. Опрессовку следует производить в присутствии представителя ВЧ ООО "Газобезопасность".

Выкидные линии после концевых задвижек необходимо опрессовывать водой (или незамерзающей жидкостью) на давление:

- 5,0 МПа - для ПВО, рассчитанного на давление до 21,0 МПа;
- 10,0 МПа - для ПВО, рассчитанного на давление выше 21,0 МПа.

8.20 Перед предполагаемым вскрытием (за 50-100 м) продуктивных пластов буровому мастеру или механику необходимо проверить исправность ПВО путем открытия и закрытия плашек превенторов с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

8.20.1 Перед вскрытием пластов с АВГД, а также при вскрытии областей возможных ГНВП и дальнейшем бурении до спуска очередной колонны исправность плашечных превенторов следует проверять путем закрытия-открытия один раз в сутки с регистрацией проверок в журнале. Функциональные проверки работоспособности ПВО в процессе его эксплуатации необходимо проводить с пульта бурильщика. Проверка должна заключаться в фиксировании срабатывания на главном пульте в комплексе с визуальным подтверждением работоспособности. На буровой необходимо иметь график проведения функциональных проверок работоспособности ПВО, согласованный с ВЧ ООО "Газобезопасность".

8.20.2 После замены вышедших из строя деталей ПВО и/или превентора, смены его плашек на устье превенторы и обвязку необходимо опрессовать водой на давление опрессовки эксплуатационной колонны с установкой пакера.

8.21 Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать надпревенторную фланцевую катушку, разъемные воронку и желоб с возможностью быстрого и удобного демонтажа, для чего следует монтировать площадку обслуживания для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов. При КРС разъемную воронку и желоб следует устанавливать в соответствии с типовой схемой обвязки устья.

8.22 При строительстве скважины на смонтированное ПВО и колонную головку должна быть составлена ведомость с приложениями, в которых указываются:

- заводской и инвентарный номер оборудования;
- тип оборудования;
- год выпуска;
- диаметр проходного отверстия оборудования;
- давление, на которое рассчитан превентор;
- давление опрессовки на базе;
- внутренние диаметры отводов крестовины;
- внутренний диаметр, толщина стенки, марка стали и длина трубы, на которую устанавливается колонная головка;
- тип и диаметр установленных задвижек согласно утвержденной схеме обвязки устья;
- давление опрессовки оборудования совместно с обсадной колонной на устье скважины;
- давление опрессовки цементного камня;

- размеры плашек, установленных в превенторах;
- размеры переходных катушек;
- присоединительные размеры фланцев;
- фактическая схема обвязки устья скважины;
- копии сертификата на масло для станции гидроуправления;
- перечень деталей и узлов, входящих в комплект ПВО, изготовленных на ремонтной базе (с эскизами, маркой материалов), а также акты на дефектоскопию по форме, приведенной в приложении Д, и на соответствие качества изготовленных изделий действующим техническим условиям;
- наименование газообразного агента и давление в гидроаккумуляторах;
- копия сертификата на крепежные детали (согласно ОСТам);
- давление опрессовки обратных клапанов и шаровых кранов;
- давление опрессовки манифольда совместно с линией обратной промывки;
- акт на выполненные работы по креплению выкидных линий по форме, приведенной в приложении Е;
- акт на опрессовку сальниковых уплотнений колонной головки и межколонного пространства по форме, приведенной в приложении И;
- разрешение ВЧ ООО "Газобезопасность" на дальнейшее углубление скважины по форме, приведенной в приложении И.

При КРС необходимо составить пусковой паспорт в соответствии с СТО Газпром РД 2.1-140.

## **9 Требования к подготовительным работам перед вскрытием напорного пласта**

9.1 После спуска и цементирования кондуктора или промежуточной колонны устье скважины необходимо оборудовать ПВО согласно утвержденной схеме.

9.2 Во время подготовки устья необходимо произвести профилактический ремонт бурового оборудования. Следует проверить центровку вышки с устьем скважины и при необходимости отцентрировать. Необходимо составить акт о завершении подготовки оборудования к работе (или иной необходимый акт по форме, приведенной в приложении К).

9.3 Необходимо провести дополнительный инструктаж с записью в соответствующем журнале по ПЛА и тренировочные занятия с персоналом, осуществляющим бурение, освоение и ремонт скважин, в том числе по оказанию доврачебной помощи, а при необходимости - по использованию противогазов и СИЗ.

9.4 Перед вскрытием газонефтеводоносных пластов (за 100 м) на буровой следует иметь постоянный запас промывочной жидкости в количестве, равном объему скважины (при освоении и ремонте - два объема), а также запас химреагентов (в т.ч., при необходимости, нейтрализующих сероводород), утяжелителя и других материалов в количестве, необходимом для приготовления промывочной жидкости в объеме скважины в случае отдаленности базы хранения химреагентов от буровой.

9.5 На опорных, параметрических, структурных, поисково-оценочных и разведочных скважинах станцию ГТИ следует установить до начала бурения. На эксплуатационных скважинах со сложным геологическим строением следует устанавливать станцию ГТИ после установки ПВО.

Станция ГТИ должна обеспечивать получение оперативной информации о глубинах пластов, склонных к гидроразрыву, о кровле флюидосодержащих пластов с АВГД, о типе флюида и величине прогнозируемого пластового давления.

9.6 Подрядчику необходимо определить и согласовать с ВЧ ООО "Газобезопасность" маршруты для выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях, связанных с ГНВП и газовой опасностью.

9.7 Буровой следует иметь прямую телефонную связь: мастер - бурильщик; мастер - оператор станции ГТИ; бурильщик - оператор станции ГТИ, а также круглосуточную бесперебойную и надежную двухстороннюю связь (с использованием космических, радио и других средств связи) между буровой (станцией ГТИ) и руководством бурового подрядчика, недропользователя и ВЧ ООО "Газобезопасность" (канал связи должен обеспечивать приоритет передачи информации об аварийных ситуациях, связанных с ГНВП и газовой опасностью вне зависимости от загрузки линий связи). Кроме основного канала связи должен быть предусмотрен аварийный канал связи между буровой и руководством бурового подрядчика, недропользователя и ВЧ ООО "Газобезопасность".

9.8 Подрядчику, выполняющему работы, нужно разработать и согласовать с ВЧ ООО "Газобезопасность" план штатного вымыва пачки флюида при его поступлении во время выполнения различных технологических операций.

9.9 Подрядчику необходимо вывесить на буровой плакаты, содержащие информацию для буровой бригады:

- допустимый объем поступления пластового флюида;
- допустимое давление на стояке при восстановлении циркуляции;
- периодичность долива скважины при подъеме инструмента;
- допустимая скорость спуска труб;
- допустимая скорость подъема труб;
- объем вытесняемой промывочной жидкости при спуске через пять свечей;
- давление опрессовки обсадной колонны;
- давление гидроразрыва наименее прочных пород у башмака обсадной колонны (фактические данные или из проекта);
- расстояние от стола ротора до плашек нижнего превентора;
- критическая глубина нахождения бурильного инструмента.

9.9.1 Перед вскрытием горизонта с возможным ГНВП на буровой необходимо вывесить предупреждающие надписи: "Внимание! В скважине вскрыт проявляющийся пласт" или "Внимание! Вскрыт горизонт, содержащий сероводород", "Недолив скважины приводит к выбросу!", "Перед подъемом инструмента сделать промывку скважины не менее цикла".

9.10 До начала вскрытия напорного пласта необходимо провести контрольные замеры бурильного инструмента и составить тарировочные таблицы согласно приложению Б:

- по доливу скважины при подъеме инструмента, в которой сопоставляется длина поднятого инструмента и необходимый объем долива промывочной жидкости; на буровой должна быть емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнем и обвязанная с насосом для заполнения емкости;
- по объему вытесненной промывочной жидкости при спуске инструмента, в которой сопоставляется длина спущенного инструмента и вытесненный объем.

9.11 Перед началом смены буровой вахте необходимо проверять работоспособность ПВО с регистрацией в журнале технического состояния (в т.ч. продувку манифольдов, дроссельной батареи, блока глушения, выкидов), а также средства дегазации, запас промывочной жидкости, химреагентов, утяжелителя.

Примечание - Особое внимание уделять проверке работоспособности и положению штурвалов задвижек на блоках дросселирования и глушения.

#### 9.11.1 Бурильщик должен проверить:

- исправность основного и вспомогательного пультов управления ПВО, состояние превенторов, их соединений, эффективность обогрева в зимний период;
- уровень масла в баке, давление газа в гидроаккумуляторе, герметичность гидросистемы, работоспособность ручного гидронасоса и электроконтактного манометра, заземление электропривода;
- наличие и работоспособность шаровых кранов, обратных клапанов с приспособлением для открытия, специальной трубы с шаровым краном и переводником;
- наличие комплекта ключей для обслуживания ПВО, освещение пультов управления ПВО и под буровой;
- подачу воздуха на пневмонасос насосно-аккумуляторной установки.

#### 9.11.2 Первый помощник бурильщика должен проверить состояние:

- блока дросселирования (крепление фланцевых соединений, работоспособность и положение задвижек, исправность манометров и систем обогрева);
- ручных приводов превенторов;
- доливных устройств;
- подачу воздуха на пульт управления дросселем.

#### 9.11.3 Второй помощник бурильщика должен проверить:

- состояние оборудования для приготовления и дегазации промывочной жидкости;
- состояние блока глушения (крепление фланцевых соединений, положение и работоспособность задвижек, исправность манометров и системы обогрева);
- состояние ручных приводов превенторов и исправность средств дегазации.

#### 9.11.4 Третий помощник бурильщика должен проверить наличие и исправность ручного инструмента, СИЗ.

9.11.5 Электрик (дизелист) должен проверить работоспособность дизелей (электромоторов), компрессоров, электростанций, освещенность буровой, блоков ПВО, насосной и циркуляционной системы, наличие и исправность заземления.

9.11.6 Второй дизелист должен проверить работоспособность дизелей и оборудования привода лебедки, освещенность рабочих мест в буровой и агрегатном помещении.

9.11.7 Лаборант должен проверить исправность приборов для замера параметров промывочной жидкости (запасной и участвующей в циркуляции), а также их соответствие требованиям ПСД.

9.12 Работы по дальнейшему углублению скважины следует начинать после получения разрешения от ВЧ ООО "Газобезопасность" по форме, представленной в приложении И.

9.13 Мастеру или бурильщику - руководителю бригады (вахты) при обнаружении притока флюида необходимо обеспечить герметизацию устья скважины и поставить в известность руководство подрядчика. Буровой вахте под непосредственным руководством специалиста, имеющего соответствующий допуск, следует осуществить вымыв флюида в соответствии с утвержденным ПЛА.

9.13.1 Членам бригады при производстве работ следует руководствоваться типовыми инструкциями по охране труда, разработанными работодателем в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации [4], а при обнаружении притока флюида руководствоваться положениями и требованиями инструкции [5].

## **10 Требования к методам предупреждения газонефтеводопроявлений при вскрытии напорных пластов с высоким содержанием сероводорода и/или аномально высоким**



## пластовым давлением

10.1 Вскрытие пластов следует производить после проверки готовности буровой и пер сонала к вскрытию напорного горизонта, выполнения мероприятий по защите работающих и населения в зоне возможной загазованности в случае аварийного выброса нефти и газа (открытого фонтана) под руководством лица, ответственного за проведение работ.

Проверку должна осуществлять комиссия под председательством главного инженера организации, назначенная приказом по организации, с участием представителя ВЧ ООО "Газобезопасность". Результаты проверки должны оформляться актом по форме, представленной в приложении К.

10.2 Перед вскрытием напорных пластов (за 100 м до кровли и на весь период вскрытия) необходимо:

- ответственным представителям заказчика и исполнителя работ по ГТИ проверить работоспособность станции ГТИ и соответствие выполняемого комплекса работ техническому заданию на выполнение ГТИ в соответствии с РД 153-39.0-069-01 [6];

- установить предупредительные знаки по ГОСТ Р 12.4.026 вокруг территории буровой (в местах возможного прохода на территорию буровой и др.);

- проверить исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ;

- обработать промывочную жидкость нейтрализатором сероводорода (при вскрытии пласта с высоким содержанием сероводорода);

- провести проверку состояния ПВО, знаний рабочих бригады и специалистов по ПЛА;

- иметь на буровой запас материалов и химических реагентов (в т.ч. нейтрализующих сероводород), достаточный для обработки промывочной жидкости, в количестве не менее двух объемов скважины в случае отдаленности базы хранения химреагентов от буровой;

- иметь на приемных стеллажах обсадные трубы для очередной колонны в случае отдаленности базы хранения от буровой;

- иметь запасные комплекты дросселей для задвижек блока дросселирования;

- иметь запас рабочей жидкости для пульта управления ПВО в количестве не менее 200 литров;

- иметь запас дизельного топлива для работы буровой в автономном режиме;

- иметь СИЗ для работ при приготовлении промывочной жидкости;

- организовать круглосуточное дежурство представителей ВЧ ООО "Газобезопасность", а также транспорта для эвакуации;

- обеспечить наличие цементировочного агрегата на буровой и постоянную его готовность к работе;

- провести проверку обученности членов бригады практическим действиям по ликвидации ГНВП согласно инструкции [5];

- провести учебную тревогу с каждой вахтой, периодичность учебных тревог устанавливается буровым подрядчиком по согласованию с ВЧ ООО "Газобезопасность".

10.3 При вскрытии пластов с наличием сероводорода более 6% по объему в манифольдную линию ПВО необходимо включить трапно-факельную установку.

10.4 При вскрытии газовых пластов с АВПД, сероводородсодержащих горизонтов на буровой должно быть три шаровых крана. Помимо КШЦ, на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для наворота в открытом положении.

Один шаровый кран следует устанавливать между ведущей трубой и вертлюгом; второй - между рабочей трубой и предохранительным переводником; третий является запасным. Все шаровые краны должны находиться

в открытом состоянии.

Все вышеперечисленные технические средства, находящиеся на буровой, должны иметь паспорта и акты опрессовки по форме, приведенной в приложении Л, сведения о прохождении дефектоскопии.

10.5 При разноразмерном инструменте (в том числе УБТ) плашки превентора должны соответствовать диаметру стальных труб, из которых собрана верхняя секция. На мостках необходимо иметь специальную опрессованную стальную бурильную трубу с диаметром и прочностной характеристикой, соответствующей верхней секции используемой бурильной колонны. Длина специальной трубы должна быть равна расстоянию от трубных (нижних трубных) плашек до стола ротора плюс 0,5 м (расстояние от плашек до ниппельной части замка трубы) плюс 1,5 м (расстояние выше стола ротора). Специальная бурильная труба должна быть окрашена в красный цвет и иметь метку, нанесенную белой масляной краской, а в случае наличия сероводорода более 6% - в желтый цвет с красной меткой. Исполнение специальной трубы должно быть без высадки наружу в ее ниппельной части для предупреждения разгерметизации плашек в случае выталкивания инструмента. На специальную трубу должны быть накручены от руки переводники на другие типоразмеры труб, применяемых в компоновке.

На муфту трубы должен быть накручен и закреплен машинными ключами шаровой кран (в открытом состоянии).

10.6 При разбуривании продуктивного пласта необходимо контролировать наличие сероводорода и сульфидов в промывочной жидкости через каждый час, а при их появлении дополнительно обработать промывочную жидкость нейтрализатором.

10.7 Необходимо ежедневно осуществлять контроль показателей свойств промывочной жидкости лабораторией промывочных жидкостей с выдачей начальнику буровой (буровому мастеру) результатов и рекомендаций по поддержанию проектных параметров промывочной жидкости.

10.8 Работы по вскрытию продуктивного пласта, перфорации, вызову притока, гидродинамические исследования и другие газоопасные и фонтаноопасные операции необходимо проводить под руководством ответственного специалиста в присутствии представителя ВЧ ООО "Газобезопасность" по планам, которые должны составляться в соответствии с ПСД и содержать мероприятия по предупреждению и ликвидации ГНВП, а также предотвращению отравления работающих сероводородом.

Рабочие планы на указанные технологические операции должны утверждаться техническим руководителем подрядчика и согласовываться с ВЧ ООО "Газобезопасность".

10.9 При бурении под эксплуатационную колонну работа без протектора под ведущей трубой запрещается.

10.10 Для предупреждения ГНВП при строительстве разведочных скважин в условиях АВГД и сероводородной агрессии из-за несоответствия проектных решений фактическим геологическим условиям, обусловленным прогнозным характером информации (глубина залегания, пластовое давление и т.д.), следует проводить оперативный геологический контроль керна, шлама, промывочной жидкости и опережающий прогноз пластового давления по данным ГИС и ГТИ, на основании которых необходимо своевременно корректировать плотность промывочной жидкости, глубину спуска обсадных колонн и другие проектные параметры.

На эксплуатационных скважинах эти исследования следует проводить с момента установки станции ГТИ.

10.11 Аварийные работы при вскрытом продуктивном горизонте необходимо проводить по плану, разработанному буровым подрядчиком и согласованному с заказчиком и ВЧ ООО "Газобезопасность", под руководством ответственного специалиста.

## **11 Требования к методам предупреждения газонефтеводопроявлений при ремонте и освоении скважин**

11.1 Работы по ремонту, интенсификации и освоению скважин должны проводиться бригадой при наличии документов, установленных СТО Газпром РД 1.2-140: акта о приеме-сдаче скважины, технического наряда, плана производства работ, утвержденных в установленном порядке, а также акта готовности объекта и разрешения ВЧ ООО "Газобезопасность" по форме, представленной в приложении И.

11.2 К руководству работами по ремонту скважин должны допускаться лица, имеющие право на ведение этих

работ.

11.3 Геофизические исследования, прострелочно-взрывные работы на скважине должны выполняться специализированными организациями, имеющими лицензию органов Ростехнадзора на соответствующий вид деятельности. Привлекаемый к работам на скважине персонал сторонних организаций должен пройти обучение и проверку знаний с учетом места проведения и вида работ.

11.4 Работы по ремонту и освоению скважин, содержащих в продукции сероводород, должны проводиться персоналом, прошедшим дополнительное обучение и проверку знаний по соответствующей программе. До начала работ бригада должна быть ознакомлена с ПЛА и сигналами аварийного оповещения под роспись. ПЛА и его оперативная часть должны быть вывешены в вагоне-домике.

11.5 Бригада (вахта), работающая в условиях возможного выделения вредных веществ выше предельно допустимых концентраций, должна быть обеспечена СИЗ, приборами контроля вредных веществ в воздухе, надежной двусторонней телефонной или радиосвязью с диспетчером организации.

Аварийный запас газозащитных средств, их количество и типы следует определять с учетом численности работающих, удаленности скважины, специфики выполняемых работ.

11.6 Проведение работ, при которых может возникнуть газозрывоопасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Перечень таких работ, а также перечни должностей специалистов, имеющих право выдавать наряд-допуск и руководить этими работами, должен быть утвержден техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект (исполнителя работ).

11.6.1 Газоопасные работы на скважине должны проводиться преимущественно в течение светового дня, за исключением случаев, связанных с ликвидацией аварий или осложнений.

11.7 Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановку работы на объектах следует осуществлять в зависимости от установленных для субъекта Российской Федерации предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе.

11.8 При перерывах в работе по ремонту (освоению) устье скважины должно быть загерметизировано.

11.9 Предупреждение ГНВП при ремонте нефтяных и газовых скважин необходимо осуществлять при проведении основных фонтаноопасных работ:

- глушение скважин;
- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж ПВО с последующей опрессовкой;
- снятие устьевого подвески НКТ и срыв пакера;
- проведение прострелочно-взрывных работ в скважине;
- проведение гидроразрыва пласта;
- размыв песчаных, гидратных и парафиновых пробок;
- кислотная обработка скважины;
- установка и разбуривание цементных мостов;
- спуск и подъем подземного оборудования;
- спуск и подъем НКТ и бурильного инструмента;
- демонтаж ПВО и монтаж фонтанной арматуры;
- опрессовки фонтанной арматуры и ее обвязки;
- вызов притока;

- опрессовка межколонного пространства;
- отработка и исследование скважины (ГДИ);
- обустройство забойного оборудования;
- другие аварийные работы.

11.10 Для предотвращения и ликвидации ГНВП агрегат для промывки скважины или емкость долива во время ремонта скважины должны быть подключены к затрубному пространству.

11.11 Устья скважин должны быть оборудованы противовыбросовым оборудованием в соответствии с утвержденной схемой. Схемы оборудования устья по видам работ и условиям их проведения должны быть разработаны организацией, осуществляющей освоение, текущий и капитальный ремонт скважин, утверждены техническим руководителем и согласованы с недропользователем, территориальными органами Ростехнадзора и ВЧ ООО "Газобезопасность".

11.12 Диаметр плашек превентора должен соответствовать диаметру применяемых труб. При использовании труб разного диаметра на мостках должна быть приготовлена труба, соответствующая по диаметру установленным плашкам превентора, с навернутыми и закрепленными переводниками необходимого размера и шаровым краном (в открытом положении).

Применение разноразмерных бурильных труб или НКТ допускается только в технологически обоснованных случаях.

11.13 Проверку ПВО при проведении ремонта необходимо производить мастеру ежедневно, а бурильщику - ежесменно перед началом работ. Результаты проверки следует регистрировать в журнале контроля технического состояния ПВО.

11.14 Перед ремонтом и освоением скважины необходимо иметь запас промывочной жидкости (задавочной жидкости) в количестве не менее двух объемов скважины, находящийся непосредственно на скважине.

11.15 Применяемые насосные агрегаты должны соответствовать максимальным ожидаемым давлениям, а нагнетательные линии от агрегатов должны быть опрессованы на полторакратное давление от максимального рабочего давления, предусмотренного планом работ, оборудованы обратными клапанами и устройством для сброса давления в нагнетательной линии.

11.16 Работы по освоению и исследованию скважины следует осуществлять в соответствии с ПСД по плану работ, утвержденному техническим руководителем и главным геологом подрядчика, а также согласованному с заказчиком и ВЧ ООО "Газобезопасность".

11.17 Вызов притока при освоении следует производить при наличии на устье фонтанной арматуры, прошедшей опрессовку до установки и после установки, согласно ПБ 08-624-03 [2], обязанной в соответствии со схемой, согласованной с ВЧ ООО "Газобезопасность" и утвержденной недропользователем, и разрешения ВЧ ООО "Газобезопасность" на вызов притока по форме, представленной в приложении И.

11.18 Замену трубных головок ФА, а также устьевых пакеров, колонных головок следует производить после глушения скважины, извлечения внутрискважинного оборудования и установки цементного моста или пакера (гидравлического съёмного или взрывпакера) выше интервала перфорации. При этом наличие цементного моста следует проверять механической нагрузкой до 10 кН, а герметичность цементного моста проверять опрессовкой давлением, равным давлению на этой глубине при опрессовке эксплуатационной колонны. Дополнительные способы опрессовки определяются ПСД.

## **12 Требования к методам обнаружения газонефтеводопроявлений**

12.1 Прямые признаки ГНВП, указывающие на поступления пластового флюида в скважину:

- увеличение объема (уровня) промывочной жидкости в приемных емкостях;
- повышение расхода (скорости) выходящего потока промывочной жидкости из скважины при постоянной подаче насосов;

- уменьшение против расчетного объема промывочной жидкости, доливаемого в затрубное пространство скважины при подъеме инструмента;
- увеличение против расчетного объема промывочной жидкости в приемной емкости при спуске буровой колонны;
- повышение газосодержания в промывочной жидкости и снижение ее плотности;
- перелив промывочной жидкости из скважины при остановленных насосах.

#### 12.2 Косвенные признаки, предупреждающие о возможности возникновения ГНВП:

- изменение давления на буровых насосах;
- увеличение механической скорости проходки;
- изменение параметров промывочной жидкости;
- увеличение крутящего момента на роторе;
- снижение уровня столба промывочной жидкости в скважине при технологических остановках и простоях.

12.3 С целью своевременного обнаружения ГНВП в процессе бурения необходимо постоянно контролировать технологические параметры и свойства промывочной жидкости в соответствии с требованиями 6.11 настоящего стандарта.

12.4 Для своевременного обнаружения ГНВП по контролю уровня (объема) промывочной жидкости необходимо:

- изолировать приемную емкость, через которую ведется циркуляция;
- установить контроль за уровнем промывочной жидкости после возобновления циркуляции.

Перераспределение объемов промывочной жидкости в приемных емкостях, переключение насосов, введение добавок в промывочную жидкость следует производить только с разрешения бурильщика, с извещением дежурного оператора станции ГТИ с корректировкой положения исходного уровня.

#### 12.5 Для своевременного обнаружения притока по изменению газосодержания необходимо:

- установить величину фоновое содержание газа в ГВС промывочной жидкости до вскрытия флюидосодержащего пласта;
- регистрировать увеличение газосодержания в ГВС промывочной жидкости и проводить анализ компонентного состава;
- зафиксировать момент превышения газосодержания в ГВС промывочной жидкости на 0,5% выше фонового. Начать определение и регистрацию объемного содержания газа в промывочной жидкости;
- не менее чем за 24 часа до ожидаемого вскрытия флюидосодержащего пласта исключить использование добавок в промывочную жидкость, искажающих ее газопоказания.

#### 12.6 В случае, когда:

- объем притока флюида не превышает допустимого значения (приложение В), необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом раствора из скважины в течение трех минут; прекращение движения промывочной жидкости в течение этого срока соответствует попаданию в область предупреждения ГНВП (установить причину увеличения притока), а продолжение перелива - в область ликвидации ГНВП; если превышен допустимый объем, то приток соответствует области ликвидации ГНВП;
- увеличение расхода на выходе из скважины от 10% и более, необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом промывочной жидкости из скважины в течение трех минут; прекращение движения в

течение этого срока свидетельствуют о попадании в область предупреждения ГНВП (установить причину), а продолжение перелива - в область ликвидации ГНВП; в случае, если увеличение расхода на выходе превышает 20%, то приток соответствует области ликвидации ГНВП;

- газосодержание превышает фоновое менее чем на 5%, необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом промывочной жидкости из скважины в течение трех минут; прекращение движения в течение этого срока соответствует области предупреждения ГНВП (установить причину), а продолжение перелива или превышение фонового газосодержания составляет более 5%, то приток соответствует области ликвидации ГНВП;

- наблюдается появление комплекса косвенных признаков, сочетание которых может быть разным для различных регионов, свидетельствующих о вскрытии напорных горизонтов, необходимо остановить циркуляцию промывочной жидкости и усилить наблюдение за прямыми признаками.

12.7 До начала вскрытия высоконапорного пласта следует провести контрольные замеры с использованием станции ГТИ:

- по доливу скважины при подъеме инструмента с составлением тарировочной таблицы, в которой сопоставляется длина поднятого инструмента и объем долитой промывочной жидкости (объем емкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объем промывочной жидкости, вытесняемой бурильным инструментом; емкость должна быть оборудована уровнемером);

- по объему вытесненной промывочной жидкости при спуске инструмента с составлением тарировочной таблицы, в которой сопоставляется длина спущенного инструмента и вытесненный объем, а при отсутствии тарировочных таблиц по данной скважине необходимо пользоваться расчетными таблицами из приложения Б.

12.8 При подъеме инструмента для своевременного обнаружения притока необходимо:

- зафиксировать величину уровня в емкости для долива перед началом подъема;

- после подъема количества свечей, определяемого ПСД, осуществить долив затрубного пространства до устья;

- постоянно контролировать количество поднятых свечей и объем долитой промывочной жидкости, сопоставлять его с тарировочной таблицей и данными станции ГТИ; при уменьшении объема долива по сравнению с расчетным необходимо остановить подъем и, при наличии перелива, немедленно приступить к ликвидации начавшегося ГНВП согласно 13 настоящего стандарта.

12.9 При спуске инструмента для своевременного обнаружения притока необходимо:

- зафиксировать величину уровня в изолированной приемной емкости перед началом спуска;

- после спуска количества свечей, определенного ПСД (обычно пять), зафиксировать уровень жидкости в приемной емкости;

- постоянно контролировать количество спущенных свечей и объем вытесненной из скважины промывочной жидкости, сопоставляя его с тарировочной таблицей и данными станции ГТИ; при увеличении объема в приемной емкости по сравнению с таблицей на 1 мз принять меры по ликвидации ГНВП.

12.10 При простоях без циркуляции прямым признаком притока флюида в скважину является перелив и увеличение объема промывочной жидкости в приемной емкости.

12.10.1 Для своевременного обнаружения притока необходимо:

- установить контроль за движением промывочной жидкости в желобах;

- постоянно с использованием датчиков станции ГТИ контролировать и регистрировать величину уровня в приемной емкости, для чего зафиксировать величину уровня в изолированной приемной емкости после выключения насосов через три минуты или в начале простоя.

12.10.2 После остановки циркуляции промывочной жидкости проявление следует распознать по продолжающемуся незатухающему движению промывочной жидкости в желобной системе; движение со снижающейся скоростью во времени обусловлено влиянием сжимаемости и вязкоупругости промывочной

жидкости.

12.10.3 При возникновении ситуации, когда уровень в скважине упал ниже уровня устья, необходимо доливать скважину до устья промывочной жидкостью (в т.ч. облегченной или водой) и контролировать движение промывочной жидкости в желобной системе; наличие перелива соответствует притоку флюида в скважину в области ликвидации ГНВП.

## 13 Требования к методам ликвидации газонефтеводопроявлений

### 13.1 Ликвидация газонефтеводопроявления при углублении скважины

13.1.1 При обнаружении прямых признаков ГНВП вахте необходимо загерметизировать устье скважины, информировать об этом руководство бурового подрядчика и ВЧ ООО "Газобезопасность".

13.1.2 Через 5-10 мин после герметизации скважины следует зарегистрировать и записать в рабочую карту по управлению скважиной при ГНВП следующие данные:

- устьевое давление в бурильных трубах;
- устьевое давление в затрубном пространстве;
- объем промывочной жидкости в приемной емкости;
- плотность промывочной жидкости до проявления;
- глубину скважины.

13.1.3 Необходимо рассчитать пластовое давление по формуле

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H + P_{\text{из.т}}, \quad (13.1)$$

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

$\rho_{\text{ж}}$  - плотность промывочной жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$H$  - глубина залегания кровли пласта, м;

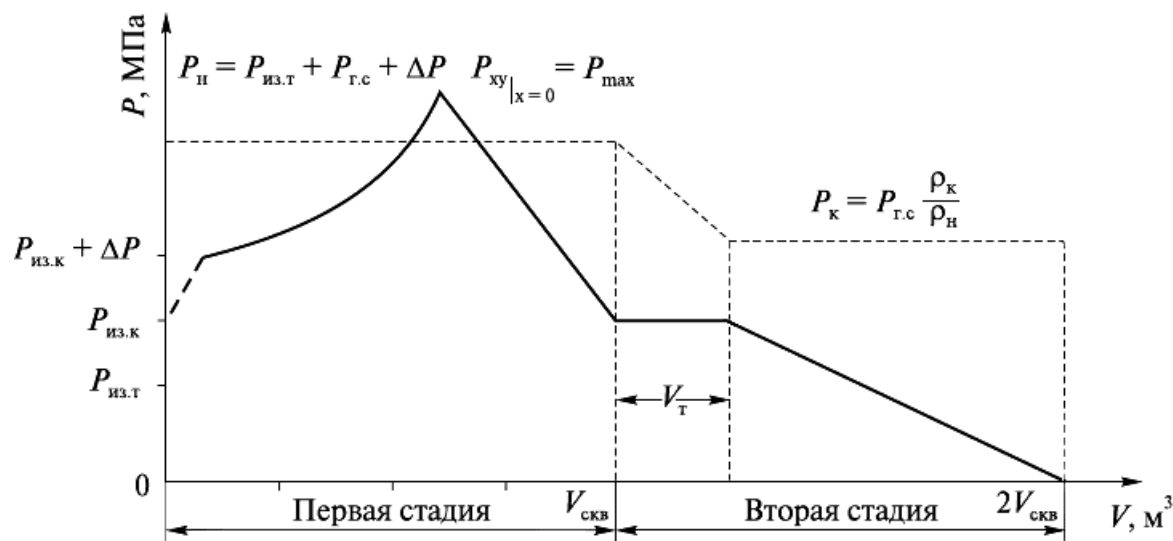
$P_{\text{из.т}}$  - устьевое давление в бурильных трубах, Па.

Плотность промывочной жидкости для глушения скважины следует принять согласно 6.4 настоящего стандарта.

13.1.4 Если объем притока в приемной емкости меньше предельного объема поступления пластового флюида, необходимо приступить к глушению скважины стандартными методами, в противном случае глушение скважины следует производить специальными методами, не изложенными в настоящем стандарте.

13.1.5 Вымыв пластового флюида следует осуществлять промывочной жидкостью начальной плотности ("метод бурильщика") после герметизации скважины, регистрации исходных данных, расчета параметров глушения и подготовки скважины к ликвидации ГНВП, с соблюдением условия постоянства давления на забое в процессе циркуляции. В скважину подлежит закачивать только полностью дегазированную промывочную жидкость.

Примечание - Принципиальная схема последовательности изменения давления на устье в бурильных трубах и на разных этапах глушения газопроявления в течение двух циклов показана на рисунке 13.1.



$V$  - объем закачиваемой промывочной жидкости;  $V_T$  - внутренний объем бурильных труб;  $V_{СКВ}$  - объем скважины;  
 $P_{ху|_х=0}$  - давление на дросселе при подходе газа к устью;  $P_H$  - начальное давление циркуляции;  $P_{Г.с}$  - гидравлическое сопротивление при выбранной подаче насоса;  $P_K$  - конечное давление циркуляции

Рисунок 13.1 - Изменение давления на устье скважины в бурильных трубах ( $P_H$ ) и кольцевом пространстве при глушении газопроявления за два цикла циркуляции "методом бурильщика"

13.1.6 Для соблюдения условия постоянства давления на забое скважины в течение цикла вымыва флюида (первая стадия) давление в затрубном пространстве следует регулировать дросселем таким образом, чтобы давление на насосах, полученное в этот момент, оставалось постоянным, примерно равным расчетному начальному давлению циркуляции:

$$P_H = P_{из.т} + P_{Г.с} + \Delta P, \quad (13.2)$$

где  $P_H$  - давление на насосах, Па;

$P_{из.т}$  - устьевое давление в бурильных трубах, Па;

$P_{Г.с}$  - гидравлические сопротивления при выбранной подаче насоса, МПа;

$\Delta P$  - запас противодействия, Па (принимается равным от 0,5 до 1,0 МПа).

13.1.7 После полного удаления пластового флюида из скважины при остановке циркуляции в герметизированной скважине на устье должно установиться равновесие  $P_{из.т} = P_{из.к}^I$  (конец первой стадии).

13.1.8 Далее следует заменить в скважине промывочную жидкость начальной плотности на утяжеленную (вторая стадия) плотностью, равной расчетной в соответствии с 13.1.3 настоящего стандарта. При замене промывочной жидкости с начала закачки утяжеленной промывочной жидкости и до достижения ею забоя давление в затрубном пространстве на устье следует поддерживать постоянным с помощью дросселя:

$$P_D = P_{из.к}^I + \Delta P, \quad (13.3)$$

где  $P_D$  - давление на дросселе, Па;

$P_{из.к}^I$  - давление в затрубном пространстве, Па;

$\Delta P$  - запас противодействия, Па.

13.1.9 После выхода утяжеленной промывочной жидкости в затрубное пространство давление на дросселе следует регулировать таким образом, чтобы до выхода утяжеленной промывочной жидкости на устье давление



на насосах оставалось постоянным и примерно равным расчетному конечному давлению циркуляции:

$$P_K = P_{г.с} \frac{\rho_K}{\rho_H}, \quad (13.4)$$

где  $P_K$  - давление циркуляции, Па;

$P_{г.с}$  - гидравлические сопротивления при выбранной подаче насоса, Па;

$\rho_K$  - плотность утяжеленной промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_H$  - начальная плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

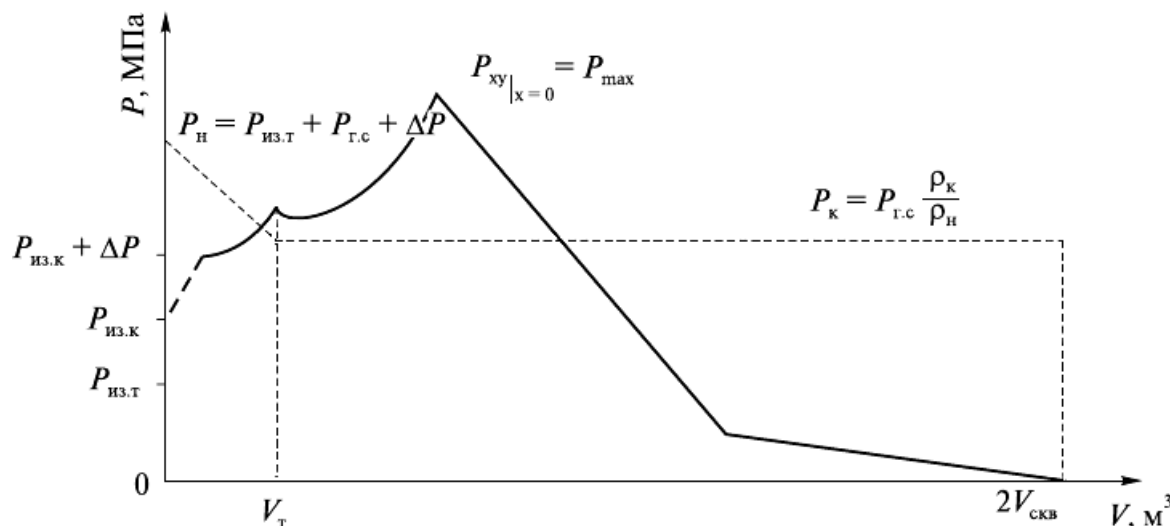
13.1.10 После полной замены промывочной жидкости начальной плотности на утяжеленную при остановке циркуляции в герметизированной скважине должно установиться равновесие  $P_{из.т}^I = P_{из.т}^{II} = 0$  (конец второй стадии).

13.1.11 Вымыв пластового флюида утяжеленной промывочной жидкостью в течение одного цикла (метод ожидания и утяжеления) следует проводить при соблюдении постоянства забойного давления в процессе циркуляции.

Примечание - Принципиальная последовательность изменения давления в этом случае представлена на рисунке 13.2.

13.1.12 Контроль соблюдения условия постоянства забойного давления следует осуществлять по давлению на насосах с помощью регулируемого дросселя.

Давление в затрубном пространстве необходимо регулировать дросселем таким образом, чтобы давление на насосах в течение закачки объема промывочной жидкости, равного объему бурильных труб, равномерно снижалось от начального до конечного давления циркуляции.



$V$  - объем закачиваемой промывочной жидкости;  $V_T$  - внутренний объем бурильных труб;  $V_{сква}$  - объем скважины;

$P_{xy|_{x=0}}$  - давление на дросселе при подходе газа к устью;  $P_H$  - начальное давление циркуляции;  $P_{г.с}$  - гидравлическое сопротивление при выбранной подаче насоса;  $P_K$  - конечное давление циркуляции

Рисунок 13.2 - Изменение давления на устье скважины в бурильных трубах ( $P_H$ ) и кольцевом пространстве при глушении газопроявления за один цикл циркуляции методом ожидания и утяжеления

В промышленных условиях, во время закачки промывочной жидкости в объеме бурильных труб, давление в затрубном пространстве допускается поддерживать постоянным.

13.1.13 С момента заполнения бурильных труб утяжеленной промывочной жидкостью и до полного заполнения скважины этой жидкостью давление на дросселе следует регулировать таким образом, чтобы давление на насосах было постоянным, примерно равным конечному давлению циркуляции.

## 13.2 Ликвидация газонефтеводопроявления, возникшего при спуско-подъемных операциях

13.2.1 При нахождении долота у забоя или кровли проявляющего пласта необходимо загерметизировать скважину и провести операции, описанные в 13.1.5 и 13.1.11 настоящего стандарта.

13.2.2 При полностью поднятых трубах и начавшемся проявлении из скважины (независимо от интенсивности) необходимо немедленно загерметизировать устье с помощью превентора с глухими плашками (с перерезывающими плашками) или ПУГа, предварительно открыв гидрозадвижку на дросселе. Затем следует перекрыть механическую задвижку перед дросселем и вести контроль за давлением. Об инциденте следует проинформировать руководство бурового подрядчика и ВЧ ООО "Газобезопасность". Дальнейшие работы следует осуществлять по специальному плану, утвержденному техническим руководителем бурового предприятия.

13.2.3 Спуск труб под давлением должны производить работники ВЧ ООО "Газобезопасность" по специальному плану, утвержденному техническим руководителем бурового предприятия.

13.2.4 После герметизации устья скважины возможны следующие ситуации:

- если инструмент спущен на недостаточную глубину для выполнения операций по 13.1, а его вес и оборудование устья позволяют проводить допуск бурильных труб с избыточным давлением при герметизированном устье скважины, то необходимо приступить к допуску инструмента;

- при недостаточном весе спущенных бурильных труб для спуска их под давлением и отсутствии смонтированной системы принудительного спуска допускается, путем закачки одновременно в трубы и затрубное пространство промывочной жидкости на поглощение, снизить давление на устье до нуля или до величины

$$P_{из.к} < \frac{Q_{бт}}{0,785 \cdot d^2}, \quad (13.5)$$

где  $P_{из.к}$  - давление в затрубном пространстве, Па;

$Q_{бт}$  - вес бурильных труб, спущенных в скважину, Н;

$d$  - наружный диаметр бурильных труб, м;

- при выполнении условия по формуле (13.5) следует допустить бурильную колонну до кровли проявляющего пласта и приступить к ликвидации ГНВП.

Примечание - При недостаточном весе инструмента для предупреждения выталкивания устанавливать разъемный шплин.

13.2.5 В случае невозможности задавки на поглощение (большой выход из-под башмака предыдущей колонны и наличие под ним поглощающих горизонтов) для предупреждения развития ГНВП допускается управление скважиной объемным методом (приложение М), сущность которого заключается в соблюдении равенства между приростом давления на устье за счет миграции газа и гидростатическим давлением столба бурового раствора, выпускаемого из скважины, т.е. на каждом установленном шаге стравливания должно выполняться условие

$$\Delta P_y = \rho_n \cdot g \cdot \frac{\Delta V_B}{F}, \quad (13.6)$$

где  $\Delta P_y$  - прирост давления на устье, Па;

$\rho_n$  - начальная плотность промывочной жидкости, кг/см<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\Delta V_B$  - объем промывочной жидкости, выпускаемой из скважины, м<sup>3</sup>;

$F$  - площадь сечения скважины или затрубного пространства в зависимости от наличия или отсутствия бурительных труб в скважине, м<sup>2</sup>.

13.2.6 Если условие по формуле (13.6) не выполняется, то возможны два варианта осложнений.

При выполнении условия

$$\Delta P_y > \rho_n \cdot g \cdot \frac{\Delta V_B}{F}, \quad (13.7)$$

где  $\Delta P_y$  - прирост давления на устье, Па;

$\rho_n$  - начальная плотность промывочной жидкости, кг/см<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\Delta V_B$  - объем промывочной жидкости, выпускаемой из скважины, м<sup>3</sup>;

$F$  - площадь сечения скважины или затрубного пространства в зависимости от наличия или отсутствия бурительных труб в скважине, м<sup>2</sup>,

возникает опасность разрыва слабых пластов или обсадной колонны и перетоков.

При выполнении условия

$$\Delta P_y < \rho_n \cdot g \cdot \frac{\Delta V_B}{F}, \quad (13.8)$$

где  $\Delta P_y$  - прирост давления на устье, Па;

$\rho_n$  - начальная плотность промывочной жидкости, кг/см<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\Delta V_B$  - объем промывочной жидкости, выпускаемой из скважины, м<sup>3</sup>;

$F$  - площадь сечения скважины или затрубного пространства в зависимости от наличия или отсутствия бурительных труб в скважине, м<sup>2</sup>,

возникает опасность дополнительного притока газа из продуктивного пласта.

13.2.7 При частично спущенном или поднятом инструменте (в зависимости от ситуации) работы по ликвидации проявления следует проводить в соответствии с методами, изложенными в 13.2.4 настоящего стандарта.

### 13.3 Ликвидация газонефтеводопроявления при наличии поглощения промывочной жидкости

13.3.1 Поглощение промывочной жидкости произошло на забое скважины с падением уровня и с последующим проявлением из вышележащего горизонта с переливом на устье.

Необходимо загерметизировать скважину и закачать в трубы и затрубное пространство промывочную жидкость на поглощение для того, чтобы отдалить пакки пластового флюида в поглощающий пласт. Далее следует приступить к изоляции зоны поглощения или установке моста над зоной для разделения поглощающего и проявляющего горизонтов. Последующие работы следует проводить поэтапно: первый этап - ликвидировать проявление и его последствия, принять меры для предупреждения новых поступлений пластового флюида из данного пласта (перекрыть его обсадной колонной, оптимизировать плотность промывочной жидкости и т.д.); второй этап - вскрытие поглощающего горизонта и продолжение буровых работ.

13.3.2 Проявляющий пласт расположен на забое, промывочная жидкость поглощает вышележащий пласт.

Скважину следует глушить двумя промывочными жидкостями различной плотности. Первую промывочную жидкость плотностью  $\rho_1$ , равной градиенту пластового давления в поглощающем горизонте, следует закачать в затрубное пространство в количестве не менее объема кольцевого пространства от устья до зоны поглощения. Плотность второй промывочной жидкости  $\rho_2$  должна удовлетворять условию задавки проявляющего пласта гидростатическим столбом двух промывочных жидкостей

$$P_{\text{пл}} \cdot K_1 = \rho_1 \cdot g \cdot h + \rho_2 \cdot g \cdot (H - h), \quad (13.9)$$

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

$K_1$  - коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым из условия предупреждения ГНВП;

$\rho_1$  - плотность первой промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_2$  - плотность второй промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  - глубина кровли проявляющего пласта, м;

$h$  - глубина подошвы интервала поглощения, м.

Вторую промывочную жидкость следует закачать через бурильные трубы в объеме не менее полутора суммарных объемов бурильных труб и кольцевого пространства от забоя до зоны поглощения.

После закачки в затрубное пространство первой промывочной жидкости на устье в затрубном пространстве герметизированной скважины будет избыточное давление. При закачке второй промывочной жидкости по мере выхода ее в затрубное пространство давление на устье будет падать и при полном заполнении затрубного пространства, от проявляющего пласта до зоны поглощения второй промывочной жидкостью, давление на устье должно снизиться до нуля.

После установления равновесия в скважине над проявляющим пластом следует установить мост, отсекающий его от зоны поглощения. Далее необходимо изолировать зону поглощения, при необходимости перекрыть ее обсадной колонной или перекрывающими.

После изоляции зоны поглощения следует повторно вскрыть напорный горизонт, откорректировать технологические параметры с целью предупреждения ГНВП.

### 13.4 Ликвидация газонефтеводопроявления при цементировании обсадных колонн

13.4.1 Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки ГНВП, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодавления на устье. ОЗЦ должно проходить при созданном устьевом избыточном давлении в межколонном пространстве, обеспечивающем не превышение давления гидроразрыва горных пород, перекрываемых обсадной колонной, и давление опрессовки предыдущей обсадной колонны.

13.4.2 Цементирование скважин, заполненных промывочной жидкостью плотностью, превышающей плотность цементного раствора, следует проводить по специальному плану, в котором может быть предусмотрено цементирование с противодавлением на устье; допускается возможность глушения скважины с вымывом цементного раствора и поступившего пластового флюида.

## 14 Требования промышленной безопасности и охраны окружающей среды

### 14.1 Требования к обученности персонала организаций бурения и бригад капитального ремонта скважин

14.1.1 Руководство организаций и обществ обязано обеспечить плановую периодическую подготовку и аттестацию специалистов и рабочих в области предупреждения и ликвидации ГНВП (в соответствии с требованиями СТО РД Газпром 39-1.2-086), а также по вопросам противofонтанной и газовой безопасности, которая должна проводиться в специализированных учебных центрах, имеющих соответствующую лицензию.

14.1.2 Аттестации на право выполнения работ по видам допусков подлежат все категории работников организаций и обществ ОАО "Газпром", осуществляющих работы по строительству, эксплуатации и ремонту скважин, а также других организаций и обществ (в том числе и иностранных), привлекаемых для этих целей в качестве подрядных или субподрядных организаций. Виды допусков, соответствующих категориям работников, приведены в таблице 2.

14.1.3 Обучение, подготовка и аттестация членов бригад бурения, освоения и капитального ремонта скважин по вопросам противofонтанной и газовой безопасности должны проводиться по программам, составленным и утвержденным представителями организаций (главный инженер) и ВЧ ООО "Газобезопасность" (начальник филиала), а также согласованным с территориальными органами Ростехнадзора.

14.1.4 Программы должны быть составлены с учетом требований инструкции [5], а также региональных условий бурения и эксплуатации. Наряду с изучением теоретических вопросов должны проводиться учебные тревоги "Выброс" (при необходимости и "Газовая опасность") с последующей проверкой знаний.

Таблица 2 - Виды допусков, соответствующих категориям работников

Категория работников	Вид допуска
Персонал бригад бурения, ремонта, освоения, испытания и капитального ремонта скважин, а также геофизических служб	А Предоставляется право на оперативное участие в работах по профилактике, предупреждению и обнаружению ГНВП (допуск исполнителя работ вида А)
Персонал служб эксплуатации объектов добычи, сбора, подготовки и хранения газа	И Предоставляется право на оперативное участие и проведение плановых газоопасных работ (допуск исполнителя работ И)
Бурильщики	В Предоставляется право на оперативное участие в проведении работ по профилактике, предупреждению и обнаружению и ликвидации ГНВП стандартными методами (допуск исполнителя работ В)
Специалисты и руководители служб эксплуатации объектов добычи, сбора, подготовки и хранения газа	Р Предоставляется право руководства и организации плановых газоопасных работ (допуск руководителя работ Р)
Специалисты по бурению, освоению, испытанию и капитальному ремонту скважин, а также геологических и геофизических служб	С Предоставляется право руководства и организации работ по профилактике, предупреждению, обнаружению и ликвидации ГНВП стандартными методами (допуск ответственного исполнителя работ вида С)
Главные специалисты и руководители буровых предприятий и организаций, а также работники службы по контролю за строительством скважин	Д Предоставляется право руководства и организации работ по профилактике, предупреждению, обнаружению и ликвидации ГНВП стандартными методами и нестандартными методами при осложненных ГНВП (допуск ответственного исполнителя работ вида D)

14.1.5 Периодичность обучения и аттестации персонала бригад бурения, ремонта, освоения скважин, а также персонала служб эксплуатации ГПУ и ПХГ по вопросам противодонной и газовой безопасности должна быть не реже одного раза в три года.

## **14.2 Первоочередные действия членов буровых вахт (освоения, капитального ремонта скважин) при газонефтеводопроявлениях**

14.2.1 При появлении прямых признаков ГНВП буровая вахта обязана немедленно загерметизировать устье скважины согласно оперативной части ПЛА, зафиксировать объем притока в приемной емкости, плотность промывочной жидкости до проявления, избыточные давления в трубах и затрубном пространстве, доложить эти данные буровому мастеру или начальнику смены инженерно-технологической (диспетчерской) службы бурового подрядчика.

Одновременно необходимо оповестить дежурного ВЧ ООО "Газобезопасность".

14.2.2 Действия вахты по герметизации устья скважины при ГНВП зависят от вида выполняемой технологической операции (бурение, промывка, СПО и др.), но в целом выполняются в следующей последовательности:

- подается условный сигнал "Выброс";
- СИЗ приводятся в готовность;
- останавливается вращение ротора;
- замок бурильной трубы устанавливается над ротором на высоте не менее 1 м в месте, удобном для последующих отворотов и наворотов;
- фиксируется тормоз;
- останавливается циркуляция (не открывая ДЗУ);
- открывается гидроприводная задвижка на линии дросселирования;
- закрывается ПУГ или верхний плащечный превентор (при отсутствии в схеме ПУГа, а также при недостаточном весе спущенных труб);
- на блоке дросселирования закрывается задвижка перед регулируемым дросселем;
- фиксируются плашки превентора ручными штурвалами;
- определяется объем притока по приращению уровня раствора в приемных емкостях;
- устанавливается наблюдение за давлением в бурильных трубах и затрубном пространстве с записью в журнале через каждые 10 мин;
- при росте давления в затрубном пространстве до допустимого, установленного ПСД, необходимо приступить к управлению скважиной согласно 13.2.4 и 13.2.5 настоящего стандарта;
- при росте давления в трубах до величин, опасных для обвязки буровых насосов, закрывается КШЦ.

14.2.3 Расписание первоочередных действий членов бригады (вахты) при ГНВП во время ведения различных технологических операций должно быть составлено подрядчиком на основе инструкции [5] и являться оперативной частью ПЛА, который согласовывается с ВЧ ООО "Газобезопасность".

14.2.4 При наличии в обвязке превентора с перерезывающими плашками последний должен использоваться при потере управления скважиной, а при появлении пропусков в уплотнениях плашек, соединениях стволовой части и манифольда, создающих реальную угрозу потери управления скважиной, следует пустить скважину на отработку по отводам.

Решение об использовании превентора с перерезывающими плашками должен принять технический

руководитель подрядчика.

14.2.5 Буровому мастеру не реже одного раза в неделю с каждой вахтой следует проводить учебно-тренировочные занятия по закреплению знаний и навыков первоочередных действий членов бригад при ГНВП с последующим анализом результатов занятий.

Контрольные учебно-тренировочные занятия следует проводить не реже одного раза в месяц работниками ВЧ ООО "Газобезопасность", а также в обязательном порядке перед вскрытием и бурением газонефтеносных пластов. Специалисты подрядчика должны проводить учебно-тренировочные тревоги "Выброс" с каждой бригадой один раз в месяц согласно графику.

### **14.3 Действия вахты при возникновении открытого фонтана**

14.3.1 Если первоочередные действия вахты не привели к локализации проявления пласта и дальнейшее развитие ГНВП перешло в открытое фонтанирование скважины, вахта в соответствии с требованиями СТО Газпром РД 1.2-094 и РД 08-254-98 [7] обязана:

- покинуть опасную зону;
- оповестить инженерно-технологическую (диспетчерскую) службу подрядчика о возникновении открытого фонтана;
- устранить возможные источники огня (заглушить двигатели внутреннего сгорания, отключить линии электропитания, погасить технические и бытовые топки, прекратить в опасной зоне огневые работы и другие действия, способные вызвать искрообразование);
- прекратить движение транспорта в опасной зоне, установить предупреждающие знаки по ГОСТ Р 12.4.026;
- принять меры по оповещению населения близлежащих населенных пунктов и персонала соседних производственных объектов сторонних организаций.

14.3.2 По прибытии оперативного подразделения ВЧ ООО "Газобезопасность" вахта должна оказывать помощь в проведении подготовительных работ по ликвидации фонтана (за пределами опасной зоны).

### **14.4 Организация профилактической работы по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений в организациях и в военизированных частях**

14.4.1 Профилактическая работа имеет своей задачей обеспечение фонтанной безопасности при проведении работ на объектах, недопущение нарушений технологии производства работ, а также подготовку объектов и обслуживающего персонала к быстрой и успешной ликвидации ГНВП в случае их возникновения.

14.4.2 Профилактическую работу в организациях организывают и ведут специалисты, ответственные за строительство и ремонт скважин. Предупреждение ГНВП достигается строгим соблюдением технических проектов, руководящих документов, правил, инструкций, приказов вышестоящих организаций, выполнением всех требований и предписаний контролирующих организаций.

14.4.3 Специалисты организаций (от мастера до главного инженера) должны проверять состояние фонтанной безопасности как при индивидуальном обследовании объектов, так и в ходе их комплексных проверок, участвовать в работе комиссий при проверке готовности объекта к производству работ.

Примечание - В работе комиссий (под председательством главного инженера и в составе главных специалистов предприятия) принимает участие представитель ВЧ ООО "Газобезопасность".

14.4.4 При выявлении нарушений и отступлений от технического проекта, правил, инструкций, планов работ, схем монтажа и обвязки устья скважины и оборудования инженерно-технические работники организации обязаны принять меры по их устранению и держать под постоянным контролем выполнение предписаний, выданных контролирующими организациями.

14.4.5 При обнаружении на объекте нарушений, которые влекут за собой опасность для жизни людей, возникновение аварий, ГНВП и открытого фонтанирования, дальнейшее производство работ должно быть запрещено до полного устранения нарушений.

14.4.6 Запрещение на дальнейшее производство работ, устанавливаемое противofонтанной службой, должно быть оформлено по установленной форме, представленной в приложении Н.

14.4.7 Должностные лица организаций, виновные в нарушении правил и другой нормативно-технической документации, несут ответственность независимо от того, привело или нет это нарушение к аварии или травматизму.

14.4.8 Руководители организаций несут ответственность за полноту и качество должностных инструкций работников своей организации и должны лично утверждать их, а также утверждать изменения и дополнения к должностным инструкциям в случае изменения должностных обязанностей, в т.ч. связанных с предупреждением и ликвидацией ГНВП; обязаны обеспечить плановое обучение специалистов и рабочих правилам фонтанной безопасности, контролировать проведение плановых инструктажей, учебных тревог, проверку знания специалистами и персоналом бригад (вахт) правил по предупреждению, обнаружению и ликвидации ГНВП. Руководители и соответствующие специалисты организации отвечают за укомплектованность и обученность бригады.

14.4.9 Руководство организации несет ответственность за возникновение аварийных ситуаций на скважинах, ненадлежащее выполнение персоналом обязанностей, изложенных в должностных инструкциях, по предупреждению ГНВП и аварийных фонтанов.

14.4.10 Мастер - руководитель бригады отвечает за укомплектованность и работоспособность буровой установки и бригады, а именно:

- оснащенность бригады необходимой проектной, нормативной и инструктивной документацией, ее комплектность и сохранность;
- обеспеченность буровой установки необходимыми технологическими материалами, средствами малой механизации, контрольно-измерительными и регистрирующими приборами, их комплектность, работоспособность и сохранность;
- своевременность проведения инструктажей по видам выполняемой работы;
- работоспособность ПВО и соответствие плашек превенторов размеру используемого бурильного инструмента;
- качество ведения и сохранность первичной документации (вахтовый журнал, журнал замера параметров промывочной жидкости и др.);
- качество подготовки ствола, оснастку, спуск обсадных колонн и монтаж колонных головок;
- наличие утвержденного плана и его выполнение при проведении на скважине сложных или аварийных работ.

14.4.11 Бурильщик - руководитель вахты отвечает за функциональные действия членов вахты, в т.ч.:

- долив скважины во время подъема инструмента;
- поддержание качества и регистрацию параметров промывочной жидкости;
- контроль за уровнем промывочной жидкости в приемных емкостях;
- наличие и качество запасной промывочной жидкости;
- исправность контрольно-измерительных и регистрирующих приборов;
- завершенность цикла промывки скважины перед подъемом инструмента (вымыв забойной пачки);
- исправность ПВО и пульта управления, в т.ч. дублирующего;



- исправность буровых насосов, манифольда, бурового шланга, вертлюга;
- наличие и работоспособность шаровых кранов в местах их установки, хранение обратных клапанов с приспособлениями для установки их в открытом положении и "аварийной" трубы с переводниками;
- определение точной меры бурильного инструмента и всех элементов, ее составляющих (УБТ, переводники, трубы и другие включения);
- комплектность и обученность вахты первоочередным действиям во время ГНВП;
- достоверность записей в первичных документах (журналах вахтовых, показателей технологических параметров промывочной жидкости).

#### 14.4.12 Обязанности членов вахты по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП.

##### 14.4.12.1 Бурильщик обязан:

- строго выполнять требования технического проекта на строительство скважин, геолого-технического наряда, оперативных планов и указаний бурового мастера;
- знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по предупреждению ГНВП на ранней стадии и герметизации устья скважины, принятию необходимых мер по предотвращению перехода ГНВП в открытый фонтан;
- по информации первого помощника бурильщика осуществлять систематический контроль за состоянием уровня промывочной жидкости в скважине, результатами измерения уровней в приемных емкостях и плотности промывочной жидкости, расходом промывочной жидкости на долив скважины при подъеме инструмента, характером вытеснения промывочной жидкости при спуске; лично следить за изменением веса инструмента (обсадной колонны), рабочего давления циркуляции;
- принимать незамедлительные меры по выполнению рекомендаций 14.2 настоящего стандарта при наличии признаков ГНВП.

##### 14.4.12.2 Первый помощник бурильщика обязан:

- знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по предупреждению ГНВП на ранней стадии и герметизации устья скважины;
- контролировать уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
- обеспечивать наличие в доливной емкости требуемого объема промывочной жидкости и ее долив в скважину при подъеме инструмента;
- следить за уровнем промывочной жидкости в скважине, характером ее вытеснения при спуске, объемом вытесняемой промывочной жидкости и соответствием объема количеству спущенного инструмента;
- контролировать результаты измерения параметров промывочной жидкости и их соответствие требованиям ГТН; при отсутствии лаборанта-коллектора производить измерение параметров и регистрировать их в журнале;
- контролировать введение в промывочную жидкость химических реагентов и материалов, перекачку промывочной жидкости и другие работы, приводящие к изменению объема циркулирующей промывочной жидкости, информировать об этих работах дежурного оператора станции ГТИ;
- систематически информировать бурильщика о параметрах контролируемых процессов, выявленных отклонениях, недостатках и неисправностях.

##### 14.4.12.3 Второй помощник бурильщика обязан:

- знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по предупреждению ГНВП на ранней стадии и герметизации устья скважины;
- выполнять задания бурильщика или первого помощника бурильщика;

- контролировать работу очистных устройств промывочной жидкости, средств дегазации;

- следить за изменением расхода (скорости) выходящего потока промывочной жидкости из скважины (при постоянной подаче насосов);

- немедленно информировать бурильщика или его первого помощника о замеченных отклонениях в поведении скважины.

#### 14.4.12.4 Третий помощник бурильщика обязан:

- знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по предупреждению ГНВП на ранней стадии и герметизации устья скважины;

- изолировать емкость, через которую осуществляется циркуляция или прием промывочной жидкости при спуске;

- контролировать изменение уровня (от исходного) раствора в этой емкости при производстве работ, устанавливать исходный уровень после перераспределения промывочной жидкости в емкостях;

- выполнять задания бурильщика или его первого помощника;

- немедленно информировать бурильщика или его первого помощника о замеченных отклонениях в поведении скважины.

14.4.13 Остальные члены вахты должны выполнять установленные должностные обязанности и задания бурильщика или его первого помощника. О замеченных отклонениях в поведении скважины немедленно информировать бурильщика или его помощников.

#### 14.4.14 Перечисленные обязанности членов вахт должны включаться в должностные инструкции каждого.

14.4.15 Выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать правила безопасности и инструкции, самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора и ВЧ ООО "Газобезопасность", а также непринятие ими мер по устранению нарушений, которые допускаются рабочими или другими подчиненными лицами в их присутствии, являются грубейшими нарушениями правил безопасности.

В зависимости от характера этих нарушений и их последствий все указанные лица несут ответственность в установленном порядке.

14.4.16 Пользователи недр должны заключать договора со специализированными службами по предупреждению и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов (в соответствии с Законами Российской Федерации "О недрах" (ст.24, п.7) [8], "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (ст.10) [1]).

14.4.17 ВЧ ООО "Газобезопасность" осуществляет ведомственный надзор за выполнением подконтрольными организациями технических проектов, инструкций, а также приказов, указаний и плановых мероприятий вышестоящих организаций по вопросам фонтанной и газовой безопасности.

Основой служебной деятельности ВЧ ООО "Газобезопасность" является оказание практической помощи обслуживаемым организациям в деле предупреждения возникновения ГНВП и открытых фонтанов, а также связанных с ними последствий.

#### 14.4.18 Профилактическая работа проводится ВЧ ООО "Газобезопасность" в соответствии с инструкцией [9].

#### 14.4.19 Работники профилактических подразделений ВЧ ООО "Газобезопасность" осуществляют:

- проверку состояния фонтанной безопасности при проведении индивидуального обследования объектов;

- участие в комплексных проверках скважин и контроль за устранением выявленных нарушений;

- участие в работе комиссий при проверке готовности объекта к проведению работ;

- выдачу замечаний, предложений, предписаний по недопущению и по устранению нарушений, проверки их правильного и своевременного выполнения;
- запрещение на производство работ при обнаружении нарушений правил и инструкций, в результате которых появляется опасность для жизни людей и возникновения открытого фонтанирования;
- участие в обучении работников буровых бригад, бригад освоения и испытания скважин правилам противофонтанной безопасности;
- инструктаж персонала вахты;
- проверку средств индивидуальной защиты.

Работник ВЧ ООО "Газобезопасность" после индивидуального или в составе комиссии обследования объекта, устранения выявленных нарушений и при наличии акта готовности (приложение К) выдает разрешение (приложение И) на производство следующих видов работ:

- вскрытие продуктивных горизонтов;
- перфорация и вызов притока из пласта;
- дальнейшее углубление скважины после монтажа и обвязки противовыбросового оборудования;
- испытание продуктивных горизонтов трубными испытателями пластов в процессе бурения;
- снятие запорной арматуры с устья скважины;
- разбуривание цементных мостов при вскрытом напорном горизонте;
- проведение огневых работ на устье скважины со вскрытым напорным горизонтом;
- дальнейшее производство работ после выполнения пунктов выданного ранее разрешения.

14.4.20 Руководители подрядных организаций обязаны создать условия для проведения ВЧ ООО "Газобезопасность" профилактической работы в соответствии с инструкцией [9], принимать участие в профилактических обследованиях, проводимых работниками ВЧ ООО "Газобезопасность". По результатам проводимой профилактической работы издавать приказы и распоряжения, планировать и осуществлять мероприятия по предупреждению возникновения ГНВП и открытых фонтанов.

14.4.21 Руководители подрядных организаций, получив предписание, выданное ВЧ ООО "Газобезопасность", несут ответственность за своевременное и полное выполнение предписаний и запретов.

14.4.22 Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, должны находиться на складах аварийного запаса предприятий и ВЧ ООО "Газобезопасность" согласно требованиям ВРД 39-1.16-070-2002 [10]. Руководители организаций и подразделений ВЧ ООО "Газобезопасность" также несут ответственность за их наличие и готовность к применению.

На складах аварийного запаса ВЧ ООО "Газобезопасность" должны содержаться нестандартизированные технические средства, устройства и приспособления для ведения аварийно-ликвидационных работ.

На складах аварийного запаса недропользователя необходимо содержать ПВО, колонные головки, фонтанные арматуры применяемых типоразмеров, запасные части и инструменты к ним.

## **14.5 Требования к мерам по охране труда, промышленной и экологической безопасности**

14.5.1 Проектирование и реализация технологических процессов, связанных с предупреждением и ликвидацией ГНВП, производятся с соблюдением законодательных, правовых и нормативных документов в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

14.5.2 При ведении буровых и ремонтных работ в вопросах, связанных с предупреждением и ликвидацией ГНВП, дочерним обществам (организациям) ОАО "Газпром", а также организациям, выполняющим подрядные и субподрядные работы на лицензионных участках ОАО "Газпром", помимо положений, приведенных в настоящем стандарте, следует руководствоваться следующими документами:

- Трудовой кодекс Российской Федерации [4];
- Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности ВППБ 01-04-98 [11];
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 [2];
- стандарты и рекомендации ОАО "Газпром" в области промышленной и противопожарной безопасности, охраны недр и окружающей среды, утилизации отходов бурения, ремонта и промывочных жидкостей, учитывающие особенности строительства и ремонта скважин для горно-геологических условий региона деятельности.

14.5.3 Запрещается допускать к работе на буровой лиц, не прошедших обучение по курсам предупреждения и ликвидации ГНВП, а также противofонтанной и газовой безопасности, или с просроченным допуском (сертификатами) по вышеуказанным курсам.

#### Приложение А (справочное)

### Экспресс-метод определения допустимых скоростей спуско-подъемных операций (СПО)

Экспресс-метод основан на определении величины гидродинамического давления при СПО.

Допустимые гидродинамические давления при СПО должны быть ограничены следующими значениями:

при подъеме

$$[\Delta P_{\Pi}] \leq 0,75 \cdot (\rho \cdot g \cdot H - P_{\Pi\text{Л}}), \quad (\text{A.1})$$

при спуске

$$[\Delta P_{\text{СП}}] \leq 0,75 \cdot (P_{\text{ГР}} - \rho \cdot g \cdot H), \quad (\text{A.2})$$

где  $[\Delta P_{\Pi}]$  - допустимое изменение гидродинамического давления при подъеме, Па;

$\rho$  - плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения;

$H$  - глубина, соответствующая пластовому давлению (давлению гидроразрыва), м;

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

$[\Delta P_{\text{СП}}]$  - допустимое изменение гидродинамического давления при спуске, Па;

$P_{\text{ГР}}$  - давление гидроразрыва, Па.

Для определения зависимости гидродинамических давлений от скорости СПО бурового инструмента необходимо провести следующие действия:

- 1 Разместить инструмент в промежуточной обсадной колонне.
- 2 Навернуть рабочую трубу.
- 3 Включить насосы с определенной подачей.

4 Зафиксировать давление на насосах.

5 Произвести спуск и подъем инструмента на длину рабочей трубы с различными скоростями (не менее двух вариантов), одновременно определяя давление на насосе при спуске и подъеме соответственно:

$$\Delta P_{СП} = P_{СП} - P_1, \quad (A.3)$$

$$\Delta P_{П} = P_1 - P_{П}, \quad (A.4)$$

где  $\Delta P_{СП}$  - изменение гидродинамического давления при спуске, Па;

$P_{СП}$  - давление нагнетания при спуске, Па;

$P_1$  - давление нагнетания при неподвижном бурильном инструменте, Па;

$\Delta P_{П}$  - изменение гидродинамического давления при подъеме, Па;

$P_{П}$  - давление нагнетания при подъеме, Па.

Формулы (A.3) и (A.4) характеризуют величины прироста (снижения) гидродинамических давлений соответственно при спуске и подъеме.

6 Вычислить приведенный коэффициент длины скважины, учитывающий фактическую глубину скважины:

$$K_1 = \frac{L_{скв}}{L_{пр.к}}, \quad (A.5)$$

где  $L_{скв}$  - длина ствола скважины, м;

$L_{пр.к}$  - длина промежуточной колонны, м.

7 Умножить полученные в п.5 значения  $\Delta P_{СП}$  и  $\Delta P_{П}$  на коэффициент  $K_1$ .

8 По полученным значениям скоростей спуска (подъема) и прироста (снижения) гидродинамического давления построить графики  $\Delta P = f(v)$  для спуска и подъема инструмента.

9 На оси  $\Delta P$  нанести полученные значения  $[\Delta P_{СП}]$  и  $[\Delta P_{П}]$  (см. формулы (A.1) и (A.2)) и определить допустимые скорости спуска  $[v_{СП}]$  и  $[v_{П}]$  подъема соответственно.

Пример построения графиков показан на рисунке А.1.

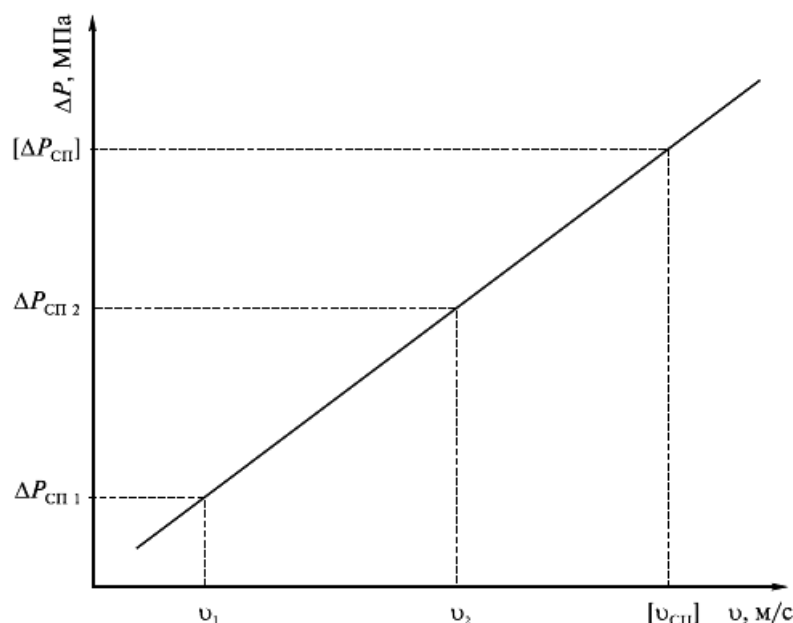


Рисунок А. 1 - График определения допустимой скорости спуска бурильного инструмента

Оценку гидродинамического давления при СПО можно произвести по формуле В.И.Крылова

$$\Delta P_{\text{гд}} = 4 \cdot \tau_0 \cdot \left( \frac{L_1}{D - D_1} + \frac{L_2}{D - D_2} \right) + 10 \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D - D_1} \cdot \frac{\gamma}{2 \cdot g} \cdot v_{\text{бт}}^2, \quad (\text{A.6})$$

где  $\Delta P_{\text{гд}}$  - гидродинамическое давление, Па;

$\tau_0$  - динамическое напряжение сдвига промывочной жидкости, Па;

$L, L_1, L_2$  - общая длина бурильной колонны, длина бурильных труб, длина УБТ соответственно, м;

$D, D_1, D_2$  - диаметр скважины, бурильных труб, УБТ соответственно, м;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления ( $\lambda = 0,025 + 0,030$ );

$\gamma$  - удельный вес промывочной жидкости, г/см<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$v_{\text{бт}}$  - скорость движения бурильной колонны, м/с.

Приложение Б  
(справочное)

**Расчетный объем промывочной жидкости для долива скважины при подъеме бурильной колонны и насосно-компрессорных труб по объему извлекаемого металла**

Таблица Б.1 - Расчетный объем промывочной жидкости для долива скважины при подъеме бурильной колонны из труб по ГОСТ 631 и ГОСТ Р 50278

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Объем для долива скважины после подъема, м <sup>3</sup>				
		длиной 37,5 м		длиной 25 м		1,0 м бурильных труб
		1 свеча	5 свечей	1 свеча	5 свечей	
Трубы бурильные с высаженными концами по ГОСТ 631 - В, Н, ВК, НК						
73	7	-	-	0,04	0,02	0,00159
	9	-	-	0,05	0,25	0,00212
	11	-	-	0,06	0,30	0,00239
89	7	0,08	0,40	0,05	0,25	0,00212
	9	0,10	0,50	0,06	0,30	0,00266
	11	0,11	0,55	0,07	0,35	0,00292
101,6	7	0,09	0,45	0,06	0,30	0,00239
	8	0,10	0,50	0,07	0,35	0,00266
	9	0,11	0,55	0,07	0,35	0,00292
114,3	7	0,10	0,55	0,07	0,35	0,00266
	8	0,12	0,60	0,08	0,40	0,00319
	9	0,13	0,65	0,08	0,40	0,00345
	10	0,14	0,70	0,09	0,45	0,00372
	11	0,15	0,75	0,10	0,50	0,00399

127	7	0,12	0,58	0,08	0,39	0,00310
	8	0,13	0,65	0,09	0,43	0,00346
	9	0,15	0,75	0,10	0,50	0,00399
	10	0,16	0,80	0,10	0,50	0,00426
139,7	8	0,15	0,75	0,10	0,50	0,00399
	9	0,16	0,80	0,11	0,55	0,00426
	10	0,18	0,90	0,12	0,60	0,00478
	11	0,19	0,95	0,13	0,65	0,00505
Трубы бурильные с приваренными замками по ГОСТ Р 50278 - ПВ, ПН, ПК						
60	7	-	-	0,032	0,16	0,00128
73	9	-	-	0,05	0,25	0,00205
89	9	0,10	0,50	0,06	0,30	0,00240
	11	0,11	0,55	0,07	0,35	0,00285
102	8	0,10	0,50	0,07	0,35	0,00285
114	9	0,13	0,65	0,08	0,40	0,00345
	11	0,15	0,75	0,10	0,50	0,00400
127	9	0,14	0,72	0,10	0,48	0,00380
	13	0,199	0,99	0,133	0,663	0,00532
140	9	0,16	0,80	0,11	0,55	0,00426
	11	0,19	0,95	0,13	0,65	0,00505

Таблица Б.2 - Расчетный объем промывочной жидкости для долива скважины при подъеме бурильной колонны из труб по стандарту АНИ [12]

Диаметр наружный, мм	Толщина стенки, мм	Объем долива, м <sup>3</sup>	
		С высадкой наружу	С высадкой внутрь
С высадкой наружу			
88,9	9,35	0,0027	
	11,40	0,0032	
101,6	8,38	0,0031	
114,3	8,56	0,0034	
	10,92	0,0041	
С высадкой внутрь			
88,9	6,54	0,0022	
	9,35	0,0026	
	11,40	0,0031	
101,6	8,38	0,0029	
	9,65	0,0032	
114,3	8,56	0,0035	
	10,92	0,0042	
127	7,52	0,0034	
С высадкой внутрь и наружу			
88,9	9,35	0,0028	
	11,40	0,0033	
101,6	9,65	0,0036	
114,3	8,56	0,0036	
	10,92	0,0042	
127,0	9,19	0,0041*	
		0,0044**	

	12,70	0,0052*** 0,0054**** 0,0056*****
* 0,0041 мз - для труб с диаметром замка 161,9; 165,1; 168,3 мм.		
** 0,0044 мз - для труб с диаметром замка 177,8; 184,1; 184,2 мм.		
*** 0,0052 мз - для труб с диаметром замка 161,9 мм.		
**** 0,0054 мз - для труб с диаметром замка 165,1; 168,3; 177,8 мм.		
***** 0,0056 мз - для труб с диаметром замка 184,1; 184,2 мм.		

Таблица Б.3 - Расчетный объем промывочной жидкости для долива скважины при подъеме насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Объем для долива скважины при подъеме 1 м трубы, мз
Гладкие		
48,3	4,0	0,00057
60,3	5,0	0,00089
73,0	5,5	0,0012
	7,0	0,0015
88,9	6,5	0,0018
101,6	6,5	0,00202
114,3	7,0	0,00245
С высадкой наружу		
33,4	3,5	0,00034
42,2	3,5	0,00044
48,3	4,0	0,00058
60,3	5,0	0,00091
73,0	5,5	0,00123
	7,0	0,00151
88,9	6,5	0,0018
	8,0	0,00213
101,6	6,5	0,0021
114,3	7,0	0,0025

Примечание - При изменении толщины стенки необходимо произвести перерасчет.

Таблица Б.4 - Расчетный объем промывочной жидкости для долива скважины при подъеме насосно-компрессорных труб по стандарту АНИ [13]

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Объем для долива скважины при подъеме 1 м трубы, мз
Гладкие		
26,7	2,87	0,00022
33,4	3,38	0,000324
42,2	3,56	0,00044
48,3	3,68	0,000524
60,3	4,24	0,000762
	4,83	0,00088
	6,45	0,0011
73,0	5,51	0,00122
	7,82	0,00164



88,9	5,49	0,00147
	6,45	0,00176
	7,34	0,00195
	9,52	0,00242
101,6	5,74	0,00181
114,3	6,88	0,0024
С высадкой наружу		
26,7	2,87	0,00023
33,4	3,38	0,000343
42,2	3,56	0,00046
48,3	3,68	0,00055
60,3	4,83	0,00090
	6,45	0,00114
73,0	5,51	0,00124
	7,82	0,00166
88,9	6,45	0,00177
	9,52	0,00247
101,6	6,65	0,0021
114,3	6,88	0,0024

Примечание - При изменении толщины стенки необходимо произвести перерасчет.

Таблица Б.5 - Расчетный объем промывочной жидкости для долива скважины при подъеме утяжеленных бурительных труб с проточкой под элеватор

Шифр	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Объем долива после подъема, м <sup>3</sup>	
			10 м	100 м
УБТ-146	146	74	0,12	1,24
УБТ-178	178	90	0,19	1,85
УБТ-203	203	100	0,25	2,46
УБТ-219	219	112	0,29	2,87
УБТ-245	245	135	0,34	3,41
УБТС1-120 УБТС2-120	120	64	0,08	0,81
УБТС1-133 УБТС2-133	133	64	0,11	1,07
УБТС1-146 УБТС2-146	146	68	0,13	1,31
УБТС1-178 УБТС2-178	178	80	0,20	1,99
УБТС1-203 УБТС2-203	203	80	0,27	2,73
УБТС1-229 УБТС2-229	229	90	0,35	3,48
УБТС1-254	254	100	0,43	4,28
УБТС1-273	273	100	0,51	5,07
УБТС1-299	299	100	0,62	6,24

Число свечей, поднимаемых без долива, с учетом расчетного допустимого объема опорожнения скважины  $V_{\text{оп}}$  и минимального измеряемого объема при доливе  $V_{\text{мин}}$ , определяется в соответствии с таблицей Б.6.

Таблица Б.6 - Расчетное число свечей, поднимаемых без долива

Свеча			Объем свечи, м <sup>3</sup>		Суммарный объем труб, м <sup>3</sup>
N	диаметр, мм	толщина стенки, мм	по результатам тарировки	по объему металла труб	
1	2	3	4	5	6

Графы 1, 2, 3 заполняются соответственно характеристикам труб, поднимаемых из скважины.

Графа 4 заполняется по результатам тарировки объема металла труб. Тарировка производится при спуске труб в скважину и измерении вытесняемого объема с учетом отсутствия поглощений, при полном заполнении труб и отсутствии переливов через трубы.

Заполнение этой графы является преимущественным по сравнению с графой 5.

Графа 5 заполняется с использованием таблиц Б.1 и Б.2 данными расчетного объема металла труб при отсутствии данных по тарировке.

Графа 6 заполняется при суммировании объемов труб по мере роста количества поднимаемых свечей.

Суммирование прекращается после превышения расчетного допустимого объема опорожнения:

$$[V]_{\text{оп}} = [k] \cdot S_{\text{зП}} \cdot \quad (\text{Б.1})$$

где  $[k]$  - допустимая высота опорожнения затрубного пространства, м;

$S_{\text{зП}}$  - площадь сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>.

В свою очередь, должно выполняться условие реализации контроля объема

$$[V]_{\text{оп}} > V_{\text{мин}}, \quad (\text{Б.2})$$

$$V_{\text{мин}} = \delta H \cdot S, \quad (\text{Б.3})$$

где  $V_{\text{оп}}$  - допустимый объем опорожнения, м<sup>3</sup>,

$V_{\text{мин}}$  - минимальный фиксируемый объем, м<sup>3</sup>,

$\delta H$  - минимальная высота изменения уровня, фиксируемая прибором, м;

$S$  - площадь зеркала мерной (доливочной) емкости, м<sup>2</sup>.

## Приложение В (справочное)

### Расчет предельного объема пластового флюида при ликвидации газонефтеводопроявления

Максимальное давление в скважине при движении газовой пачки приходится на "голову" пачки и зависит от ее объема.

При разработке мероприятий по предупреждению осложнений в скважине при ликвидации ГНВП необходимо проверить наиболее опасные сечения в скважине, сравнив допустимые давления  $P_{\text{ДХ}}$  для этих сечений (давление опрессовки, гидроразрыва) с расчетными.

Расчет допустимых объемов  $[V]$  поступления флюида в скважину производится по формуле

$$[V] = \alpha V_{\text{ПР}}, \quad (\text{В.1})$$

где  $\alpha$  - коэффициент (см. таблицу В.1);

$V_{\text{ПР}}$  - предельный объем флюида, поступившего в скважину, который определяется для каждого "опасного сечения", м<sup>3</sup>.

В качестве "опасных сечений" следует принимать:

- устье скважины;
- стык секций обсадных колонн;
- цементное кольцо башмака обсадной колонны;
- подошву интервала необсаженного участка ствола скважины с минимальным градиентом гидроразрыва (при наличии пластов с одинаковыми градиентами выбирается вышележащий пласт).

Из найденных  $V_{\text{ИП}}$  выбирается наименьший и принимается в качестве определяющего для всей скважины.

В таблице В.1 приведены значения коэффициента  $\alpha$  для различных технологических операций и при различных признаках ГНВП.

Предельные объемы газа ( $V_{\text{ИП}}$ ) для каждого сечения  $x$  можно определить по формуле

$$V_{\text{ИП}} = \frac{F \cdot P_{\text{ДХ}} \cdot [P_{\text{ДХ}} - P_{\text{ПЛ}} + \rho_{\text{Н}} \cdot g \cdot (H - h)]}{\rho_{\text{Н}} \cdot g \cdot \frac{P_{\text{ПЛ}} \cdot T_{\text{Х}} \cdot Z_{\text{Х}}}{T_{\text{ПЛ}} \cdot Z_{\text{ПЛ}}} - \rho_{\text{Ф}} \cdot g \cdot P_{\text{ДХ}}}, \quad (\text{В.2})$$

где  $F$  - площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup>;

$P_{\text{ДХ}}$  - допустимое давление для сечения  $x$ , Па;

$P_{\text{ПЛ}}$  - пластовое (забойное) давление, Па;

$V_0$  - объем газа в забойных условиях, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{Н}}$  - плотность промывочной жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{Ф}}$  - плотность флюида в забойных условиях, кг/м<sup>3</sup> (см. рисунок В.1);

$T_{\text{ПЛ}}, T_{\text{Х}}$  - температура в забойных условиях и на глубине  $x$ , К;

$Z_{\text{ПЛ}}, Z_{\text{Х}}$  - коэффициент сжимаемости в забойных условиях и на глубине  $x$  (рисунок В.2);

$x$  - расстояние от устья скважины до газовой пачки, м.

Таблица В.1 - Значения коэффициента  $\alpha$  для различных технологических операций

Тип скважины	Значение коэффициента			
	Технологические операции и виды работ			
	бурение и прочие виды работ		подъем колонны труб	
	наличие косвенных признаков	отсутствие косвенных признаков	наличие косвенных признаков	отсутствие косвенных признаков
Эксплуатационная	0,75	0,62	0,50	0,37
Разведочная	0,62	0,50	0,37	0,25

Соотношение (В.2) определяет предельно допустимый объем ( $V_{\text{ИП}} = V_0$ ), при котором то или иное сечение в скважине не будет испытывать перегрузок при удалении газовой пачки из скважины.

#### Пример расчета 1

Исходная информация:

Глубина скважины, м	6000
Глубина проявляющего пласта, м	6000
Пластовое давление, МПа	116
Давление гидроразрыва, МПа	131
Плотность промывочной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	2000
Площадь сечения затрубного пространства (в обсаженном и необсаженном участках ствола), м	20,024
$D = 0,225, d = 0,141$ м	
$D = 0,215, d = 0,127$ м	
Пласт	проницаемый
Глубина подошвы, м	5010
Давление гидроразрыва, МПа	101,7
Двухсекционная обсадная колонна диаметром 245 мм	

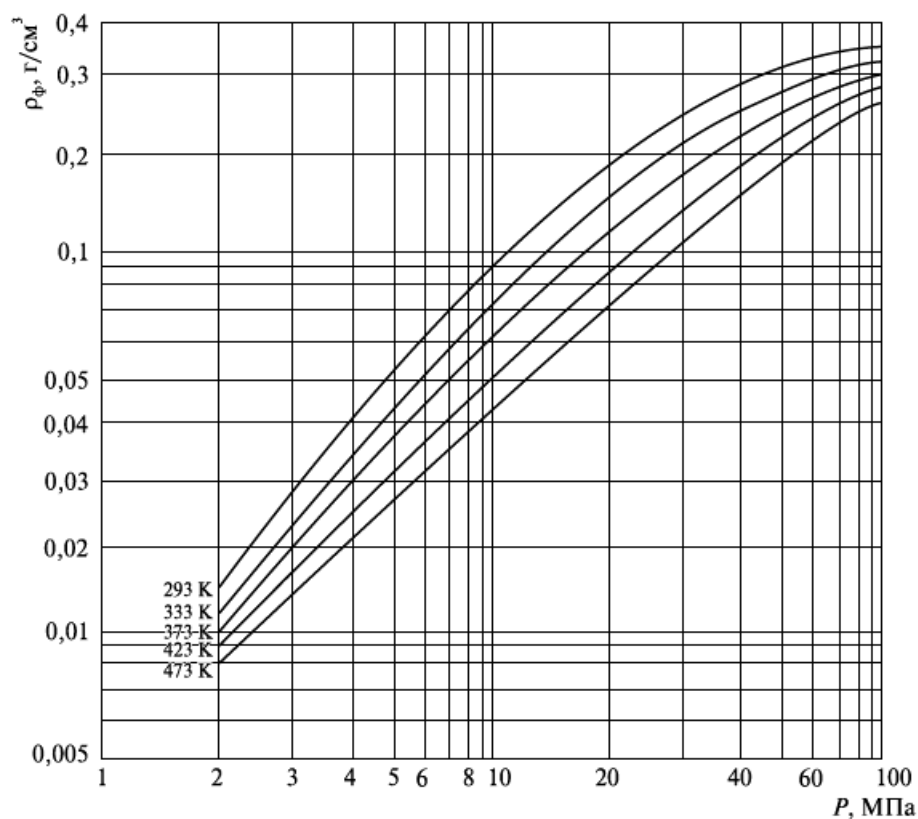


Рисунок В.1 - Плотность природного газа как функция давления и температуры

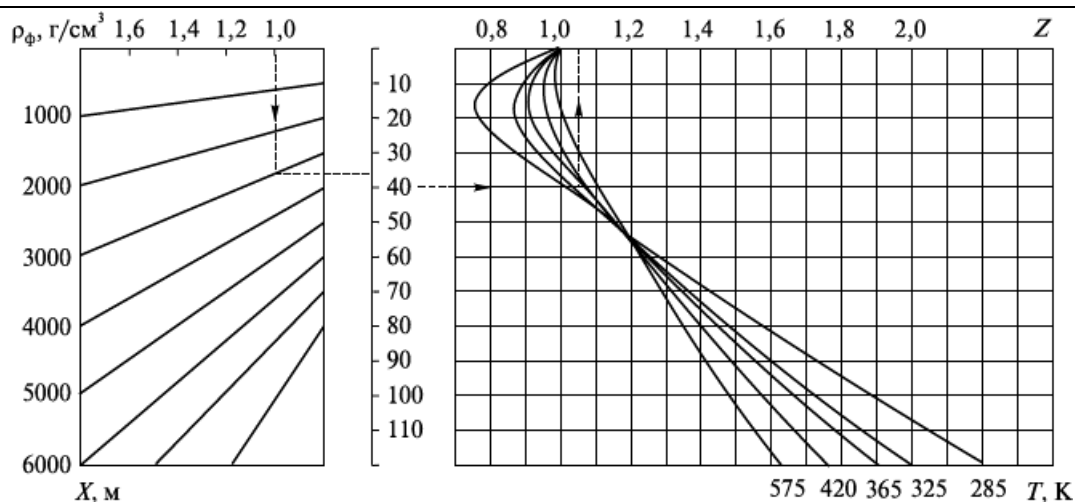


Рисунок В.2 - Номограмма для определения коэффициента сжимаемости газа

1-я секция, м	3000-5000
2-я секция, м	0-3000
Давление опрессовки, МПа	
1-й секции	40
2-й секции	50
Плотность жидкости опрессовки, кг/м <sup>3</sup>	1500
Средняя температура бурового раствора, выходящего из скважины, °С	50
Приемная емкость с зеркалом, м <sup>2</sup>	$S = 20$
Доливная емкость с зеркалом, м <sup>2</sup>	$S = 3$
Погрешность уровнемера, м	$\delta H = 0,05$
Погрешность расходомера, л/с	$\delta Q = 6$

Подставив исходные данные в (В.2), рассчитаем предельный объем газа на момент поступления его в скважину для каждого "опасного сечения":

для  $x = 5010$  м

$$V_{\text{ПР}} = \frac{0,024 \cdot 101,7 \cdot 10^6 \cdot [101,7 \cdot 10^6 - 116 \cdot 10^6 + 9,81 \cdot 2000 \cdot 990]}{9,81 \cdot 2000 \cdot 116 \cdot 10^6 \cdot \frac{423 \cdot 1,6}{453 \cdot 1,7} - 9,81 \cdot 320 \cdot 101,7 \cdot 10^6}$$

откуда  $V_{\text{ПР}} = 7,4$  м<sup>3</sup>.

Результаты расчета приведены в таблице В.2.

Предельный объем жидкого флюида ( $V_{\text{ПР}}$ ) рассчитывается по формуле

$$V_{\text{ПР.Ж}} = F \frac{P_{\text{ДХ}} - P_{\text{ПЛ}} + \rho_{\text{Н}} \cdot g \cdot (H - x)}{g \cdot (\rho_{\text{Н}} - \rho_{\text{Ф}})}, \quad (\text{В.3})$$

### Пример расчета 2

Исходные данные те же, что и в примере 1, кроме  $\rho_{\text{Ф}} = 635 \text{ кг/м}^3$  для всех сечений.

Численный расчет для  $x = 5010 \text{ м}$ .

$$V_{\text{ПР.Ж}} = 0,024 \cdot \frac{101,7 \cdot 10^6 - 116 \cdot 10^6 + 9,81 \cdot 2000 \cdot (6000 - 5010)}{9,81 \cdot (2000 - 635)},$$

откуда  $V_{\text{ПР.Ж}} = 9,2 \text{ м}^3$ .

Результаты расчета приведены в таблице В.2.

Из ее анализа следует, что наиболее "опасным сечением" является слабый пласт на глубине  $H = 5010 \text{ м}$ .

Таблица В.2 - Исходные данные и результаты расчетов предельных объемов

Глубина, м	Сечение	Допустимое давление, МПа	Эквивалентный градиент давления	Температура, К	Газ			Нефть	
					коэфф. сверхсжимаемости $Z$	плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$V_{\text{ПР}}$ , м <sup>3</sup>	плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$V_{\text{ПР}}$ , м <sup>3</sup>
0	Устье	40	-	323	1,08	320	44,0	635	74
3000	Стык	76,1	2,54	363	1,30	320	30,0	635	34
5000	Башмак	105,5	2,11	423	1,60	320	13,8	635	16
5010	Пласт	101,7	2,03	423,3	1,60	320	7,4	635	9,2
6000	Забой	131	2,18	453	1,70	320	25	635	27

При спуске бурильных труб в скважину с открытым устьем предельный объем газа определяется исходя из условия развития неуправляемого выброса за счет энергии сжатого газа:

$$V_{\text{ПР.0}} = \frac{P_{\text{Д0}}^2 F}{4 \rho_{\text{Н}} g P_{\text{ПЛ}}} \cdot \frac{T_{\text{ПЛ}} Z_{\text{ПЛ}}}{T_0 Z_0}, \quad (\text{В.4})$$

где "0" - указывает, что данные параметры относятся к устью скважины;

$P_{\text{Д0}}$  - допустимое давление на устье.

### Пример расчета 3

Исходные данные те же, что в примере 1.

$$V_{\text{ПР.0}} = \frac{(40 \cdot 10^6)^2 \cdot 0,024}{4 \cdot 2000 \cdot 9,81 \cdot 116 \cdot 10^6} \cdot \frac{453 \cdot 1,7}{323 \cdot 1,08} = 9,3 \text{ м}^3.$$

Для тех же условий в случае нефтепроявления предельный объем определяется:

$$V_{\text{ПР.0}} = \frac{P_{\text{нас}}^2 \cdot F}{g \cdot \rho \cdot (2 \cdot P_0 \cdot \Gamma - K \cdot P_{\text{нас}})}, \quad (\text{В.5})$$

где  $P_{\text{нас}}$  - давление насыщения, Па;  
 $\Gamma$  - газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$P_0$  - атмосферное давление, Па;

$K$  - коэффициент усадки нефти (воды) после выделения газа.

#### Пример расчета 4

Исходные данные:  $P_{\text{нас}} = 20 \cdot 10^6$  Па;  $\Gamma = 500$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $K = 0,5$ ;  $F = 0,024$  м<sup>3</sup>;  $\rho = 2000$  кг/м<sup>3</sup>

$$V_{\text{ПР.0}} = \frac{(20 \cdot 10^6)^2 \cdot 0,024}{9,81 \cdot 2000 \cdot (2 \cdot 10^5 \cdot 500 - 0,5 \cdot 20 \cdot 10^6)} = 5,4 \text{ м}^3$$

Таким образом, для приведенной нефти наименьшим предельным объемом является 5,4 м<sup>3</sup>.

#### Приложение Г (справочное)

### Форма акта гидравлических испытаний противовыбросового оборудования до установки на устье скважины

#### АКТ

гидравлических испытаний ПВО до установки на устье скважины

- 1 Дата проведения испытаний \_\_\_\_\_
- 2 Место проведения испытаний \_\_\_\_\_
- 3 Регистрационный номер превенторной установки по журналу \_\_\_\_\_
- 4 Вид, марка превенторной установки \_\_\_\_\_
- 5 Заводской номер превенторной установки \_\_\_\_\_
- 6 Год выпуска превенторной установки \_\_\_\_\_
- 7 Инвентарный номер превенторной установки \_\_\_\_\_
- 8 Место установки превенторной установки \_\_\_\_\_
- 9 Заводской номер манометра \_\_\_\_\_
- 10 Сведения об испытаниях

Вид испытания	Давление, МПа	Время выдержки	Среда испытания	Результаты испытания
На пробное давление				
На рабочее давление				

- 11 Заключение \_\_\_\_\_

12 Дополнительная информация

Подписи:

\_\_\_\_\_ (должность)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (расшифровка подписи)

\_\_\_\_\_ (должность)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (расшифровка подписи)

\_\_\_\_\_ (должность)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (расшифровка подписи)

Представитель  
ООО "Газобезопасность"

\_\_\_\_\_ (должность)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (расшифровка подписи)

Приложение Д  
(справочное)

**Форма акта на дефектоскопию деталей и узлов противовыбросового оборудования**

(Наименование специализированной организации)

**АКТ**

на дефектоскопию деталей и узлов ПВО

1 Дата проведения дефектоскопии \_\_\_\_\_

2 Место проведения дефектоскопии \_\_\_\_\_

3 Регистрационный номер деталей и узлов ПВО \_\_\_\_\_

4 Вид, марка деталей и узлов ПВО \_\_\_\_\_

5 Заводской номер деталей и узлов ПВО \_\_\_\_\_

6 Год выпуска деталей и узлов ПВО \_\_\_\_\_

7 Место установки \_\_\_\_\_

8 Техническая документация на контролируемые детали и узлы ПВО \_\_\_\_\_

9 Нормативная документация по контролю \_\_\_\_\_

10 Тип и номер аппаратуры \_\_\_\_\_

11 Объем контроля \_\_\_\_\_

12 Условия контроля \_\_\_\_\_

13 Результаты дефектоскопии

Место контроля (участок контроля)	Диаметр и толщина стенки, мм	Сведения об обнаруженных дефектах	Примечание



Примечание: Расположение участков контроля представлено на схеме.

14 Заключение \_\_\_\_\_

Подписи:

_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)

Приложение Е  
(справочное)

### Форма акта на выполненные работы по креплению выкидных линий

#### АКТ

на выполненные работы по креплению выкидных линий

УБР \_\_\_\_\_

Месторождение (площадь) \_\_\_\_\_

Скважина N \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

Мы, нижеподписавшиеся, буровой мастер \_\_\_\_\_ ,

бурильщик \_\_\_\_\_ ,

механик \_\_\_\_\_ ,

составили настоящий акт о том, что крепление выкидной линии противовыбросового оборудования произведено опорами в количестве \_\_\_\_\_ штук в соответствии со схемой обвязки противовыбросового оборудования.

Подписи:

_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)

Приложение Ж  
(справочное)

### Форма акта на опрессовку сальникового уплотнения колонной головки и межколонного пространства

#### АКТ

на опрессовку сальниковых уплотнений колонной головки и межколонного пространства

1 Дата проведения испытаний \_\_\_\_\_

2 Место проведения испытаний \_\_\_\_\_

3 Тип колонной головки \_\_\_\_\_

4 Заводской номер колонной головки \_\_\_\_\_

5 Год выпуска колонной головки \_\_\_\_\_

6 Сведения о межколонном пространстве (диаметр обсадной колонны, группа прочности обсадных труб, толщина стенки, уровень подъема цементного раствора от устья)

7 Заводской номер манометра \_\_\_\_\_

8 Сведения об испытаниях

Вид испытания	Давление, МПа	Время выдержки	Среда испытания	Результаты испытания

9 Заключение \_\_\_\_\_

10 Дополнительная информация \_\_\_\_\_

Подписи: \_\_\_\_\_  
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

\_\_\_\_\_  
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

\_\_\_\_\_  
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

Приложение И  
(справочное)

**Форма разрешения на производство работ**

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ"**

**ООО "ГАЗОБЕЗОПАСНОСТЬ"**

Филиал \_\_\_\_\_ военизированная часть по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов

\_\_\_\_\_ отряд

РАЗРЕШЕНИЕ N \_\_\_\_\_

от "                      "                      20                      г. на производство работ

на \_\_\_\_\_  
(объект, скважина, предприятие)

На объекте проверено:

- состояние фонтанной и газовой безопасности;
- соответствие проводимых работ проектам, планам, наличие акта готовности объекта к производству работ.

На основании Положения о филиале ООО "Газобезопасность" и Инструкции по организации и методике проведения профилактической работы по предупреждению возникновения газопроявлений, аварийных выбросов, открытых фонтанов на объектах ОАО "Газпром"

мною \_\_\_\_\_  
(должность и фамилия работника службы)

разрешается \_\_\_\_\_  
(объект, вид работ)

Разрешение выдал \_\_\_\_\_ "                      "                      20                      г.  
(должность)                      (фамилия)                      (подпись)

Разрешение получил \_\_\_\_\_ "                      "                      20                      г.  
(должность)                      (фамилия)                      (подпись)

Приложение К  
(справочное)

### Форма акта готовности скважины к производству работ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ"

\_\_\_\_\_  
(предприятие, организация)

АКТ

проверки готовности скважины к производству работ

"                      "                      20                      г.

Комиссия под председательством \_\_\_\_\_  
(должность, Ф.И.О.)

в составе \_\_\_\_\_  
(должность, Ф.И.О. членов комиссии)

проверила готовность \_\_\_\_\_  
(наименование объекта)

к проведению \_\_\_\_\_  
(вид работ)

В соответствии с проектом, планом работ, правилами безопасности и инструкциями по обеспечению фонтанной и газовой безопасности выявленные нарушения занесены в Журнал состояния охраны труда

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

Решение комиссии \_\_\_\_\_

Председатель комиссии \_\_\_\_\_

Члены комиссии \_\_\_\_\_

Приложение Л  
(справочное)

**Форма акта опрессовки крана шарового цапфового, обратного клапана**

**АКТ**  
опрессовки КШЦ (обратного клапана)

1 Дата проведения испытаний \_\_\_\_\_

2 Место проведения испытаний \_\_\_\_\_

3 Регистрационный номер КШЦ (обратного клапана) по журналу \_\_\_\_\_

4 Вид, марка КШЦ (обратного клапана) \_\_\_\_\_

5 Заводской номер КШЦ (обратного клапана) \_\_\_\_\_

6 Год выпуска \_\_\_\_\_

7 Место установки \_\_\_\_\_

8 Заводской номер манометра \_\_\_\_\_

9 Сведения об испытаниях

Вид испытания	Давление, МПа	Время выдержки	Среда испытания	Результаты испытания
На пробное давление				
На рабочее давление				

10 Заключение \_\_\_\_\_

11 Дополнительная информация \_\_\_\_\_

Подписи:

_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(расшифровка подписи)

Приложение М  
(справочное)

**Управление скважиной при газонефтеводопроявлении объемным методом**

1 Для реализации объемного метода на буровой должны быть определены:

- величины предельно допустимых давлений для каждого опасного сечения и соответствующие им допустимые давления на устье

$$P_{ДХУ} = P_{ДХ} - \rho \cdot x \cdot g, \quad (M.1)$$

где  $P_{ДХУ}$  - допустимое давление на устье скважины, Па;

$P_{ДХ}$  - предельно допустимое давление для каждого опасного сечения, Па;

$x$  - глубина данного сечения, м;

- соотношение между приростом давления на устье и объемом стравливаемой промывочной жидкости

$$\Delta P_{У} = \Delta V_{Б} \frac{\rho_{Н} \cdot g}{F}, \quad (M.2)$$

где  $\Delta P_{У}$  - прирост давления на устье, Па;

$\Delta V_{Б}$  - объем стравливаемой промывочной жидкости, м<sup>3</sup>;

$F$  - площадь сечения в скважине в интервале нахождения пачки пластового флюида в данный момент, м<sup>2</sup>;

$\rho_{Н}$  - начальная плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

- минимальный объем промывочной жидкости, поддающейся контролю при ее стравливании из скважины при заданной точности контрольных приборов, установленных на буровой;

- минимальный прирост давления на устье, поддающийся контролю.

2 При обнаружении ГНВП выполнить первоочередные операции по герметизации устья.

3 Установить контроль за изменением давления на устье в трубах и затрубном пространстве.

4 Обеспечить контроль за объемом стравливаемой из скважины промывочной жидкости.

5 Когда прирост давления на устье в затрубном пространстве достигнет величины выше  $P_{из.к} + \Delta P_{У}$ , зафиксированных в начальный момент, в соответствии с 13.1.2 настоящего стандарта, приступить к стравливанию промывочной жидкости через дроссель, не допуская снижения устьевого давления и поддерживая его на уровне

$$P_{У} = P_{из.к} + \Delta P_{З} + \Delta P_{У\min}, \quad (M.3)$$

где  $P_{У}$  - устьевое давление, Па;

$P_{из.к}$  - давление в затрубном пространстве, Па;

$\Delta P_{З}$  - дополнительный прирост давления на устье, обеспечивающий предотвращение поступления флюида из пласта,  $\Delta P_{З} = 1,0$  МПа;

$\Delta P_{У\min}$  - минимальный прирост давления на устье, Па.

6 При достижении соотношения между  $\Delta P_{У\min}$  и объемом стравленной промывочной жидкости  $\Delta V_{Б}$ , рассчитанного по формуле (M.2), снова загерметизировать скважину и продолжить контроль за изменением

устьевого давления.

7 Операции 5 и 6 повторяются после каждого последующего прироста устьевого давления на величину  $\Delta P_{y \min}$  до тех пор, пока не появится возможность приступить к удалению пластового флюида одним из приведенных в настоящем стандарте методов.

При этом устьевое давление в затрубном пространстве ступенчато возрастает на  $\Delta P_{y \min}$  после каждого цикла:

$$P_y \approx P_{uz,x} + \Delta P_z + \sum \Delta P_{y \min} \quad (M.4)$$

Пропорционально растет объем стравленной из скважины промывочной жидкости:

$$\sum \Delta P_{y \min} = \frac{\rho_{H_2O}}{F} \sum \Delta V_B \quad (M.5)$$

8 Если в скважине отсутствует инструмент, процедура продолжается до тех пор, пока пластовый флюид не подойдет к устью. При этом если объем поступившего флюида ниже предельного, то устьевое давление должно быть ниже допустимого, что позволит продолжить работы по подготовке скважины к спуску труб под давлением.

9 При движении пачки пластового флюида ниже долота изменение устьевых давлений в трубах и затрубье идентичны. При движении пачки в затрубье устьевое давление в трубах периодически прирастает на  $\Delta P_{y \min}$  и при стравливании возвращается к исходной величине  $P_{из.т}$ , при этом реализуется принцип "метода бурильщика" при нулевом расходе.

В процессе перехода пачки пластового флюида из пространства под долотом в затрубное пространство происходит прирост давления в затрубном пространстве и снижение давления в трубах в соотношении

$$\Delta P_{zy} = \frac{D^2}{D^2 - d^2} \cdot \Delta P_{Ty} \quad (M.6)$$

где  $\Delta P_{zy}$  - прирост давления в затрубном пространстве, Па;

$D$  - диаметр ствола скважины, м;

$d$  - наружный диаметр бурильных труб, м;

$\Delta P_{Ty}$  - снижение давления в трубах, Па.

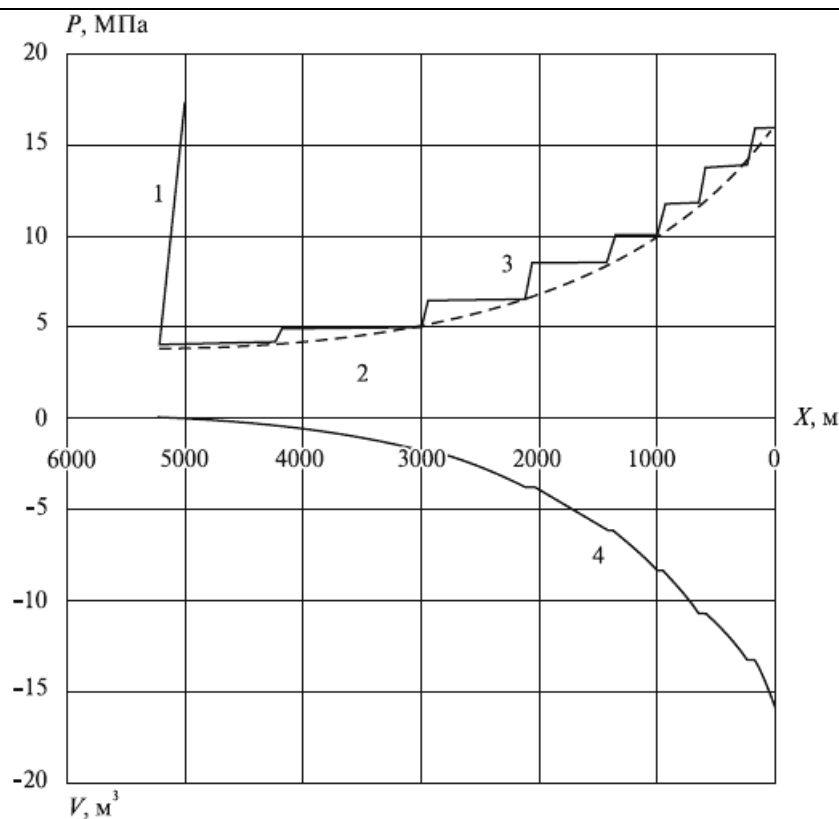
#### Пример расчета

Исходные данные (см. пример 1, приведенный в приложении В).

Объем поступившего пластового флюида  $V_0 = 7,4$  м<sup>3</sup>, газ движется в затрубном пространстве.

Пример представлен на рисунке М.1.

Первая ступень роста давления и объем стравливания выбирались исходя из допустимого давления на пласт на глубине  $X = 5010$  м.



1 - изменение давления на устье в затрубном пространстве в герметизированной скважине без стравливания промывочной жидкости; 2 - оптимальное (теоретически возможное) изменение устьевого давления в затрубном пространстве при плавном стравливании промывочной жидкости; 3 - ступенчатое (дискретное) изменение устьевого давления при практической реализации объемного метода; 4 - дискретное изменение объема промывочной жидкости, стравливаемой из скважины при объемном методе регулирования устьевого давления

Рисунок М.1 - Изменение устьевого давления при управлении скважиной объемным методом

Расчет кривой 2 проводился по формуле

$$P_{xy} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 + 4c}}{2}, \quad (M.7)$$

где

$$b = \rho_H \cdot g \left( x + \frac{V_0}{F} \right) - P_{uz,x}; \quad (M.8)$$

$$c = \rho_H \cdot g \left[ \frac{V_0}{F} \cdot P_{x1} \frac{T_x \cdot Z_x}{T_{x1} \cdot Z_{x1}} + x \cdot \left( P_{uz,x} - \rho_H \cdot g \cdot \frac{V_0}{F} \right) \right], \quad (M.9)$$

$x_1$  - координата "головы" пачки пластового флюида в момент закрытия превентора (обозначения соответствуют приложению В).

Суммарный объем стравленного бурового раствора  $\sum \Delta V$  при этом связан координатой  $x$  и устьевым давлением соотношением

$$\sum \Delta V = V_0 \cdot \left[ \frac{P_{uz,x} + \rho_H \cdot g \cdot x_1}{P_{xy} + \rho_H \cdot g \cdot x} \cdot \frac{T_x \cdot Z_x}{T_{x1} \cdot Z_{x1}} - 1 \right]. \quad (M.10)$$

Проверочный расчет ведется в следующей последовательности:

- задаться координатой  $x$  и по уравнению (M.7) определить  $P_{xy}$  ;

- для данных значений  $x$  и  $F_{xy}$  по уравнению (М.10) определить  $\sum \Delta V_B$ ;

- изменение координаты  $x$  во времени  $t$  связано со скоростью всплытия пачки  $\omega_{\Pi}$ :

$$x = x_1 - \frac{V_0}{F} - t \cdot \omega_{\Pi}; \quad (\text{М.11})$$

- скорость всплытия пачки пластового флюида определяется по скорости изменения устьевого давления  $\Delta P / \Delta t$  в герметизированной скважине:

$$\omega_{\Pi} = \frac{\Delta P}{\rho_H \cdot g \cdot \Delta t}. \quad (\text{М.12})$$

Приложение Н  
(справочное)

**Форма запрещения на дальнейшее проведение работ**

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ"  
ООО "ГАЗОБЕЗОПАСНОСТЬ"

Филиал \_\_\_\_\_ военизированной части по предупреждению возникновения  
и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов

\_\_\_\_\_ отряд

ЗАПРЕЩЕНИЕ N \_\_\_\_\_

на дальнейшее проведение работ на

\_\_\_\_\_ (объект, скважина, предприятие)

от " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

время выдачи " \_\_\_\_ " час

На основании Положения о филиале ООО "Газобезопасность" и Инструкции по организации и методике проведения профилактической работы по предупреждению возникновения газопроявлений, аварийных выбросов, открытых фонтанов на объектах ОАО "Газпром"

мною

\_\_\_\_\_ (должность и фамилия представителя военизированной службы)

предлагается

\_\_\_\_\_ (должность и фамилия ответственного представителя)

прекратить работы

\_\_\_\_\_ (вид работ)

на объекте (скважине

\_\_\_\_\_ при забое

\_\_\_\_\_ м) до устранения следующих нарушений:

Работа на объекте (скважине) может быть возобновлена после устранения указанных нарушений и получения письменного разрешения представителя военизированной службы.

Запрещение выдал

\_\_\_\_\_ (должность представителя службы, фамилия, подпись)

Запрещение N \_\_\_\_\_ получил



С запрещением N

ознакомлен

(должность, фамилия, подпись, дата, время)

(должность руков. предпр., фамилия, подпись, дата)

## Библиография

- [1] Федеральный закон от 21.06.1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"
- [2] Правила безопасности Ростехнадзора ПБ 08-624-03      Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
- [3] Руководящий документ Ассоциации буровых подрядчиков взамен РД 39-7/1-0001-89      Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин\*
- [4] Трудовой кодекс Российской Федерации
- [5] Типовая инструкция по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве скважин на нефть и газ (утверждена Миннефтепромом СССР, Мингазпромом СССР, Мингео СССР, Госгортехнадзором СССР 16.11.1989 г.)
- [6] Руководящий документ Министерства Энергетики Российской Федерации РД 153-39.0-069-01      Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин
- [7] Руководящий документ Ростехнадзора РД 08-254-98      Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве скважин в нефтяной и газовой промышленности
- [8] Федеральный закон от 21.02.1992 г. N 2395-1 "О недрах"
- [9] Инструкция по организации и методике проведения профилактической работы по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений, аварийных выбросов, открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах ОАО "Газпром"\* (утверждена ОАО "Газпром" от 24.01.2000 г.)
- [10] Ведомственный руководящий документ ОАО "Газпром" ВРД 39-1.16-070-2002      Положение о складах аварийного запаса оборудования, специальных приспособлений, инструмента, материалов, спецодежды, средств связи и индивидуальной защиты, необходимых при ликвидации аварийных газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов
- [11] Правила пожарной безопасности ОАО "Газпром" ВППБ 01-04-98      Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности
- [12] Стандарты АНИ Спецификация 5D\* (API Standarts Series 5 Spec 5 D)      Спецификация для бурильных труб (Specification for Drill Pipe)
- [13] Стандарты АНИ Спецификация 5CT\* (API Standarts Series 5 Spec 5 CT)      Спецификация для обсадных и насосно-компрессорных труб (Specification for Casing and Tubing)

\* Официальную копию стандарта можно получить в КНФ "Интерстандарт"

ОКС 73.020

Ключевые слова: руководство, предупреждение газонефтеводопроявления, ликвидация газонефтеводопроявления, строительство скважины, ремонт скважины

Электронный текст документа  
подготовлен АО "Кодекс" и сверен по:  
официальное издание  
М.: ООО "Газпром экспо", 2008