

**УТВЕРЖДЕНА**

**Приказом ООО «РН-Ванкор»**

**от «24» декабря 2024 г. № РНВ-450/лнд**

**Введена в действие с «24» декабря 2024 г.**

|  |
| --- |
| **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ ООО «РН-ВАНКОР»** |

**БЕЗАВАРИЙНОЕ ВЕДЕНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ**

**№ П2-10 ТИ-1034 ЮЛ-583**

**ВЕРСИЯ 2**

**г. КРАСНОЯРСК**

**2024**

СОДЕРЖАНИЕ

[1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 4](#_Toc185328945)

[1.1. НАЗНАЧЕНИЕ 4](#_Toc185328946)

[1.2. ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 4](#_Toc185328947)

[1.3. УРОВЕНЬ ДОСТУПА 4](#_Toc185328948)

[2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ 5](#_Toc185328949)

[3. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ С ДОЛОТАМИ 9](#_Toc185328950)

[3.1. ВИДЫ И ПРИЧИНЫ АВАРИЙ 9](#_Toc185328951)

[3.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИИ С ДОЛОТАМИ 9](#_Toc185328952)

[4. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ И ЭЛЕМЕНТАМИ КНБК 13](#_Toc185328953)

[4.1. ПРИЧИНЫ АВАРИИ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ 13](#_Toc185328954)

[4.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИИ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ И ЭЛЕМЕНТАМИ КНБК 13](#_Toc185328955)

[4.3. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ 16](#_Toc185328956)

[4.4. УБТ (УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ) 21](#_Toc185328957)

[4.5. ДОЛОТА PDC 21](#_Toc185328958)

[4.6. ВЕДУЩИЕ БУРОВЫЕ ТРУБЫ - КВАДРАТ 22](#_Toc185328959)

[4.7. ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И ТУРБОБУРЫ 23](#_Toc185328960)

[4.8. ПЕРЕВОДНИКИ 26](#_Toc185328961)

[4.9. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ УЧЕТА ДВИЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЕРЕВОДНИКОВ НА БУРОВОЙ УСТАНОВКЕ (РОССИЙСКАЯ ПРАКТИКА) 27](#_Toc185328962)

[4.12. ШАРОВЫЕ КРАНЫ 29](#_Toc185328963)

[4.13. ЯССЫ 29](#_Toc185328964)

[5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ С ОБОРУДОВАНИЕМ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПУСКОПОДЪЕМНОЙ ОПЕРАЦИИ 32](#_Toc185328965)

[5.1. ОБЩИЕ 32](#_Toc185328966)

[5.2. ТОРМОЗНАЯ СИСТЕМА 32](#_Toc185328967)

[5.3. ТАЛЕВЫЕ КАНАТЫ 32](#_Toc185328968)

[5.4. ЭЛЕВАТОРЫ, СПАЙДЕРЫ, ШТРОПЫ 33](#_Toc185328969)

[5.5. ЗАХВАТ КЛИНОВОЙ ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ 34](#_Toc185328970)

[6. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ СПО 35](#_Toc185328971)

[7. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ ПРИ ПРОМЫВКАХ, БУРЕНИИ И ПРОРАБОТКАХ СТВОЛА СКВАЖИНЫ 38](#_Toc185328972)

[7.1. БУРОВОЙ РАСТВОР 38](#_Toc185328973)

[7.2. ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА И СИСТЕМА ОЧИСТКИ 38](#_Toc185328974)

[7.3. БУРЕНИЕ ПОД НАПРАВЛЕНИЕ, КОНДУКТОР, ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ 39](#_Toc185328975)

[7.4. ПРОМЫВКИ И ОЧИСТКА СТВОЛА 40](#_Toc185328976)

[7.5. ПОГЛОЩЕНИЯ 41](#_Toc185328977)

[7.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ 42](#_Toc185328978)

[7.7. МЕРЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ 43](#_Toc185328979)

[7.8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН 45](#_Toc185328980)

[7.9. ПРИХВАТЫ 47](#_Toc185328981)

[7.10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 51](#_Toc185328982)

[7.10.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ 51](#_Toc185328983)

[7.10.2. ПРОФИЛАКТИКА САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ 52](#_Toc185328984)

[7.10.3. РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОБВАЛОВ СТЕНОК СКВАЖИНЫ 54](#_Toc185328985)

[7.10.4. РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СУЖЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ 56](#_Toc185328986)

[7.10.5. РИСКИ ЗАКЛИНИВАНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ 57](#_Toc185328987)

[7.10.6. РИСКИ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ 60](#_Toc185328988)

[7.10.7. РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ 61](#_Toc185328989)

[7.11 ВИБРАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ 66](#_Toc185328990)

[7.12 ПРОРАБОТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ 68](#_Toc185328991)

[7.13 МЕРОПРИЯТИЯ ПО БУРЕНИЮ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ПОНИЖЕННОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ 70](#_Toc185328992)

[7.14 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ 72](#_Toc185328993)

[8. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ (ГИС) 75](#_Toc185328994)

[9. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН 79](#_Toc185328995)

[10. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ ПРИ УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В ОБСАЖЕННОМ И ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ, А ТАКЖЕ, ПРИ НАРАЩИВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА ЗА ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ 82](#_Toc185328996)

[11. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ 84](#_Toc185328997)

[12. ТРЕБОВАНИЯ В ОБЛАСТи охранЫ труда, промышленнОЙ безопасностЙ и охраны окружающей среды 89](#_Toc185328998)

[13. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 91](#_Toc185328999)

[13.1. ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ 91](#_Toc185329000)

[13.2. СВЯЗИ С ДРУГИМИ ДОКУМЕНТАМИ 91](#_Toc185329001)

[14. ССЫЛКИ 92](#_Toc185329002)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ 93](#_Toc185329003)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТЕРМИНЫ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ЛНД 96](#_Toc185329004)

[СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ 100](#_Toc185329007)

[СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД 101](#_Toc185329008)

# **ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1.1. НАЗНАЧЕНИЕ

Технологическая инструкция устанавливает требования для безаварийного проведения работ при бурении, креплении, реконструкции скважин и зарезке боковых стволов, освоении нефтяных, газовых, нагнетательных и водозаборных скважин.

* 1. ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Технологическая инструкция обязательна для исполнения работниками:

* управления супервайзинга бурения;
* управления технологии и инжиниринга бурения;
* управления по организации буровых работ;
* управления геологического сопровождения бурения скважин;
* управления добычи нефти и газа;
* иных структурных подразделений ООО «РН-Ванкор», задействованными в организации и проведении работ по строительству скважин и зарезке боковых стволов.

Структурные подразделения ООО «РН-Ванкор» при оформлении договоров с подрядными организациями, задействованными в процессе супервайзинга строительства скважин и зарезке боковых стволов, обязаны включать в договоры условия, установленные Технологической инструкции.

* 1. УРОВЕНЬ ДОСТУПА

Уровень доступа Технологической инструкции – «Открытый»

# **2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ**

2.1. Все работы, связанные со строительством скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденной проектной документацией на скважину, индивидуальной программой работ, технологическими мероприятиями, с вновь разработанными мероприятиями, согласно Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

2.2. До начала бурения новых скважин, УГСБС, на основании предоставленного управлением по организации буровых работ оперативного графика бурения, а также предоставленных УТиИБ (через Подрядчика оказывающего услуги по технологическому и телеметрическому сопровождению) рисков пересечения скважин, обследует фонд скважин, которые могут влиять на состояние текущих пластовых давлений в зоне бурения (поглощение, перелив). Остановки скважин влияния проводятся Управление добычи нефти и газа» по заявке УТиИБ (телефонограмма, электронная почта) в соответствии с утвержденным сетевым графиком ГТМ, под контролем службы супервайзинга непосредственно с кустовой площадки. При нештатной ситуации оперативное отключение скважин влияния (отсутствуют в утверждённом графике ГТМ инициирует УГСБС.

2.3. Инклинометрические замеры по ранее пробуренным скважинам перед началом бурения нового куста (скважины) передаются Подрядчику по технологическому и телеметрическому сопровождению. На основании полученных данных Подрядчик по технологическому и телеметрическому сопровождению строит профиль планируемой скважины с указанием ближайших расстояний до ранее пробуренных скважин. На скважинах, вызывающих сомнение в части достоверности инклинометрических замеров по возможности проводятся гироскопические исследования.

2.4. Для предупреждения возможных ошибок, на стадии проектирования профиля скважины, данные, по новой скважине передаются УТиИБ Подрядчику по телеметрическому и технологическому сопровождению, службе супервайзинга (представителю на кустовой площадке) за трое суток до начала бурения скважины.

2.5. Буровая установка должна быть смонтирована в соответствии с техническими требованиями завода-изготовителя и с «Минимальными техническими требованиями к БУ для эксплуатационного бурения».

2.6. Подписывается схема монтажа буровой установки и оборудования.

2.7. Перед монтажом буровой установки, при наличии подписанных договоров на строительство скважин, учитываются предложения всех Подрядчиков по установке и размещению необходимого дополнительного оборудования на буровой установке (блок флокуляции, количество и тип центрифуг и т.д.).

2.8. Недостатки, выявленные в процессе эксплуатации оборудования, устраняются исполнителем работ.

2.9. Перед началом работ по бурению первой скважины на кусте необходимо провести совместную пусковую конференцию. При этом особое внимание уделять вопросам ПБОТОС, аварийности, брака, возможным осложнениям по разрезу скважины, характеристике продуктивных пластов и прочее.

2.10. Вся необходимая проектная документация по скважине должна быть готова перед началом бурения. Буровой супервайзер должен предварительно убедиться о наличии планов работ у привлеченных Подрядчиков. Все параметры по бурению: буровые растворы, долота и т.п., уточняются в соответствии утвержденных индивидуальных программах на скважину.

2.11. Буровой супервайзер перед началом бурения должен убедиться, что вся необходимая документация для безаварийной проводки скважины у Подрядчиков имеется:

* План-программа на бурение скважины;
* Программа по долотному сопровождению (копия);
* информация по ранее пробуренным скважинам (в бумажном и электронном виде);
* ГТН и Индивидуальный геологический проект;
* Таблица по анализу сближения с ранее пробуренными скважинами (если отсутствует в программе бурения);
* характеристики применяемого оборудования паспорта и наработка на оборудование (факт), УЗД;
* Проектные параметры бурового раствора;
* Программа на цементирование обсадной колонны;
* Программа выполнения ГИС, включенная в программу на бурение скважины.

2.12. Буровой супервайзер совместно с Подрядчиком оценивает общую готовность к началу бурения скважины, по следующим критериям:

* все буровое оборудование станка должно находиться в исправном состоянии, наличие необходимого количества расходных запчастей для бурового оборудования на кустовой площадке;
* наличие необходимого количества химических реагентов, обсадных труб и буровых долот;
* РУС и ВЗД должны быть исправны и прошедшие ревизию в условиях ремонтной базы (подтверждение в паспорте);
* бурильный инструмент, УБТ, ТБТ, немагнитная утяжеленная бурильная труба (НУБТ), элеваторы, спайдеры, подъемные и соединительные переводники должны пройти дефектоскопию и ремонт, иметь соответствующие отметки в их формулярах;
* документация по учету наработки талевого каната и отметки в ней;
* наличие дизельного топлива в необходимом количестве на кустовой площадке, исправность дизельных силовых установок;
* наличие полной численности буровой бригады и вспомогательных служб на буровой (кран, бульдозер, погрузчик, ППУ и т.д.) и прошедших соответствующее обучение;
* наличие работающей связи (радиотелефон, интернет);
* наличие перечня контактных лиц и их телефонов в случаях необходимости экстренного реагирования и в случаях появления не стандартных ситуаций, во время бурения скважины.

2.13. После получения положительной оценки проведенного аудита буровой супервайзер проводит собрание с исполнителями работ, и обсуждает с ними порядок выполнения работ, планирует работы по бурению скважины на ближайшие 24-36 часов, Подрядчиком оформляется акт о начале бурения скважины, который в том числе подписывает буровой супервайзер.

2.14. В случае отрицательной оценки проведенного аудита, при невыполнении требуемых пунктов, акт о начале бурения не подписывается, и время после передвижения БУ с предыдущей скважины считается простоем.

2.15. Производство работ с отступлением от утвержденной проектной документации и утвержденных планов работ запрещено. При необходимости внести изменения в порядок или технологию ведения работ, необходимо произвести согласование с ответственным лицом, утвердившим план работ.

2.16. В процессе бурения скважины в обязательном порядке необходимо контролировать и поддерживать в актуальном состоянии следующую технологическую документацию:

* схему горизонтальных проекций в масштабе 1:270 (ведет Подрядчик ННБ);
* схему горизонтальных проекций в масштабе 1:1000 (ведет Подрядчик ННБ);
* схему вертикальной проекции скважины (ведет Подрядчик ННБ);
* журнал текущих замеров параметров кривизны (ведет Подрядчик ННБ);
* журнал отработки всех элементов КНБК (ведет Подрядчик ННБ);
* обновленный отчет по опасности пересечения с ранее пробуренными скважинами (ведет Подрядчик ННБ).

2.17. Схема горизонтальных проекций в масштабе 1:270, схема вертикальной проекции, долотная программа и карта отработки долот должны располагаться на видном месте для ознакомления технолога и бурильщика буровой бригады (и для ознакомления вахты).

2.18. Подрядчик ННБ бурению ведет постоянный контроль над фактическим изменением траектории ствола скважины с использованием программного обеспечения, а также планирует траекторию на 100 м вперед с учетом фактических интенсивностей. До начала работ, инженером ННБ должны быть акцентировано внимание на интервалы сближения стволов, режим бурения в соответствии техническими характеристиками оборудования.

2.19. При отсутствии возможности автоматизированной оценки, вероятности пересечения стволов скважин по эллипсам неопределенности, то радиус зоны, опасной с точки зрения пересечения стволов, необходимо считать 1,5% от текущей глубины скважины без учета длины вертикального участка. При расстоянии между скважинами менее радиуса опасной зоны, равного 1,5% от глубины по стволу скважины в метрах, Подрядчик ННБ обязан прекратить дальнейшее углубление скважины и поставить в известность, Общества и Подрядчика ННБ о сложившейся ситуации. Дальнейшие работы по углублению скважины возобновляются только после совместно принятого решения.

2.20. Для каждой скважины Подрядчик ННБ производит предварительный расчет по предотвращению пересечения скважин, и в процессе бурения контролирует направление ствола скважины с учетом «коэффициента пересечения стволов», который должен стремиться к значению более 1,5, в случае приближения значения коэффициента к 1,5 Подрядчик ННБ должен незамедлительно известить об этом супервайзера. Подрядчик ННБ в присутствии супервайзера и бурового мастера Подрядчика обязан провести инструктаж с буровой вахтой о совместных действиях и системе сигнализации, на случай если такой контакт произойдет.

2.21. Подрядчикам ННБ, занимающихся проводкой скважины, при прохождении опасной зоны сближения стволов скважин, необходимо находиться рядом с бурильщиком. При возникновении признаков, нехарактерных для нормального бурения, таких как: резкое падение механической скорости, появление шумов в эксплуатационной колонне на устье скважины, характерная работа долота по металлу, следует немедленно прекратить бурение.

2.22. Решение о дальнейшем продолжении бурения скважины принимается Обществом.

2.23. Информацию по текущему пластовому давлению необходимо контролировать и уточнять постоянно (на каждой скважине, не позднее, чем за одни сутки до вскрытия продуктивного пласта). Информацию в виде карты изобар по запросу представляет УГСБС.

2.24. Буровые установки, должны быть укомплектованы технически исправными аварийными ДЭС (необходимой мощности), а также, должны иметь исправный аварийный привод буровой лебедки.

2.25. На буровых установках с буровым ротором, где при обрыве цепи привода ротора исключается движение талевого блока – необходимо производить ревизию (осмотр) цепи привода ротора после каждого подъёма бурильного инструмента на устье, с занесением результата осмотра в вахтовый журнал Подрядчика.

2.26. Своевременно проводить мероприятия по выявлению и замене изношенного оборудования. Иметь на буровой график ППР оборудования, проведения неразрушающего контроля (УЗД или др.) и неукоснительно его соблюдать.

2.27. Все рабочие вопросы, возникающие в результате совместной работы Подрядчиков, выносятся на рассмотрение службы супервайзинга, по мере их возникновения. Общество исходя из собственных интересов и руководствуясь Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ, Гражданского кодекса Российской Федерации, принимает решение по данным вопросам. Свое решение Общество оформляет в письменном виде, которое становится обязательным для исполнения Подрядчиков.

# **ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ С ДОЛОТАМИ**

3.1. ВИДЫ И ПРИЧИНЫ АВАРИЙ

3.1.1. Аварии с долотами бывают двух видов:

* оставление в скважине целого долота;
* оставление частей долота.

3.1.2. Причинами этих аварий является:

* отвинчивание долота и оставление в скважине происходит в результате нарушения правил сборки КНБК (недостаточный момент крепления резьбового соединения долота);
* изношенные или дефектные резьбы;
* нарушения правил эксплуатации гидравлических забойных двигателей (резкий рост реактивного момента);
* падение бурильного инструмента на забой (слом резьбового соединения);
* нарушения процедуры обращения с долотом при операциях на буровой (падение долота в скважину при сборке или разборке КНБК).

3.1.3. Аварии с шарошечными долотами – это оставление на забое шарошек или лап с шарошками. Причинам этих аварий являются:

* превышение времени эксплуатации долота, т.е. работа долота по углублению скважины свыше назначенного ресурса;
* длительная промывка скважины перед подъемом долота с выработанным ресурсом;
* бурение с величиной нагрузки и частоты вращения, превышающей установленные заводом-изготовителем;
* удары долота о забой скважины или уступ во время спуска, также за счет срыва долота в процессе направленного бурения (слайда);
* несоответствие типа долота разбуриваемым породам;
* дефекты сварных швов;
* работа долота по металлу на забое скважины;
* нарушение целостности долота при его креплении;
* поломка долота в результате заклинки;
* недостаточный объем подачи бурового раствора на забой скважины.

3.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИИ С ДОЛОТАМИ

3.2.1. Выбор долот необходимо осуществлять исходя из максимальной эффективности бурения интервала скважины, с учетом геологического строения разреза месторождения (твердость и абразивность горных пород, литологический состав), технических характеристик наземного бурового оборудования (буровые насосы, верхний привод или ротор), характеристик бурильного инструмента и забойных двигателей.

3.2.2. Долота, доставленные на буровую, должны быть осмотрены на предмет отсутствия видимых дефектов:

* состояние замковой резьбы (должна быть чистой, без заусенцев, без выкрошенных витков и др. дефектов), так же представителем долотного сервиса должны быть письменно указаны гарантированное время циркуляции, суммарное число оборотов на долото;
* состояние сварных швов лап и корпуса - сварные швы не должны иметь трещин, шлаковых включений, пористости и пр.;
* состояние поверхности частей долот (корпус, лапы, цапфы, шарошки) не должны иметь трещин, раковин, расслоений и других дефектов;
* чистота и состояние промывочных отверстий (насадок);
* вращение шарошек долота - шарошки долота должны вращаться на осях при создании усилия рукой, долота на которых шарошки свободно вращаются – необходимо заменить (кроме долот с герметизированными опорами), при этом зубья одной шарошки не должны касаться зубьев других шарошек;
* диаметр долота необходимо замерять кольцевым шаблоном (при диаметре на 1мм больше номинального, спускать такое долото в скважину запрещается). Калибры предоставляются Подрядчиком ННБ.

3.2.3. Перед наворотом долота, супервайзер обязан проверить долото на предмет выявления возможных дефектов.

3.2.4. Устранять на буровой обнаруженные на долоте дефекты запрещается.

3.2.5. В случаях несоответствия размеров или видимых дефектов, указанных выше долото спускать в скважину запрещается.

3.2.6. Перед сборкой долота с КНБК, помощник мастера по технологии буровой бригады должен сверить тип и модель долота с программой по долотам, составленной Подрядчиком по ННБ, и записать его серийный номер в вахтовый журнал Подрядчика.

3.2.7. Паспорт на долото хранится у супервайзера до окончания бурения куста.

3.2.8. Резьбу долота перед свинчиванием необходимо тщательно промыть, протереть и смазать смазкой на графитной или медной основе.

3.2.9. Обеспечение необходимого момента свинчивания резьбы долота необходимо производить только с помощью машинного ключа (без пневмораскрепителя). Для данной операции необходимо использовать приспособления для наворота и отворота долот, вставляемого во вкладыши ротора (долотная доска для долот типа PDC должна иметь запорное устройство для предотвращения случайного падения долота). Приспособление должно соответствовать типу и размеру долота, упоры должны захватывать долото только за лапы или корпус и всегда должно находиться в чистом состоянии. Моменты свинчивания резьбовых соединений производить под руководством инженера по долотному сервису.

3.2.10. Категорически запрещается крепить долото обратным ходом ротора.

3.2.11. После окончания свинчивания долота с КНБК, необходимо произвести наружный осмотр долота для выявления трещин в сварных швах и цапфах, проверить вращение шарошек и схождение торцов переводника и долота. При обнаружении дефектов или зазоров необходимо заменить долото или переводник.

3.2.12. При работе с ключом для затяжки хомута, принять меры против падения ключа в скважину.

3.2.13. Перед спуском КНБК с долотом в скважину, мастер буровой или технолог должны провести инструктаж бурильщику о возможных интервалах посадок: сужение, уступы, желобообразование, каверны.

3.2.14. При спуске КНБК с долотом в скважину, необходимо избегать ударов об уступы. В случае резких ударов долота об уступы, при спуске инструмента (максимальное значение посадки согласовывается с Подрядчиком по долотному сервису и УТиИБ) необходимо поднять долото для его осмотра.

3.2.15. При наличии посадки до 10 тн, необходимо приподнять инструмент на 10-15 метров, а при необходимости на длину свечи произвести расхаживание инструмента без циркуляции, не превышая вес разгрузки, в случае необходимости проработать данный интервал с циркуляцией и вращением инструмента. В случае износа предыдущего долота по диаметру, во избежание заклинки КНБК на спуске в скважину, необходимо последние минимум 50 метров до забоя скважины проработать новым долотом (обговаривается индивидуально в каждом случае с представителем долотного сервиса, Бурового Подрядчика и Подрядчика ННБ).

3.2.16. При отклонении элементов КНБК от проекта производства работ перед спуском в скважину Подрядчик ННБ предоставляет на согласование в УТиИБ подписанный гидравлический расчет, с оптимальными значениями эффективного использования гидравлической мощности буровых насосов. Буровой супервайзер ознакомляет Подрядчика под роспись.

3.2.17. Период времени эксплуатации и параметры режима бурения долотом, устанавливаются Подрядчиком по долотному сервису с учетом результатов отработки долот на предыдущих скважинах.

3.2.18. Нагрузка на долото не должна превышать рекомендованные значения завода-изготовителя, указанные в паспорте долота.

3.2.19. В случае значительных отклонений от планируемых показателей работы долота (падения механической скорости в два и более раза), а также в случае появления подклинок, колебаний (амплитуды) момента, значительного роста давления при касании долотом забоя скважины, появления затяжек и т.д., необходимо прекратить бурение скважины и поставить об этом в известность бурового мастера и супервайзера.

3.2.20. Подрядчик по долотному сервису, учитывая статистические данные работы долот на предыдущих скважинах и настоящую ситуацию в скважине, выдает рекомендацию о прерывании бурения для подъема и ревизии состояния долота.

3.2.21. При этом, долото должно иметь остаточный механический ресурс работы, необходимый для промывки ствола скважины перед подъемом и возможной проработки ствола скважины при возникновении затяжек инструмента во время подъема КНБК.

3.2.22. Поднятое долото из скважины, Подрядчиком по долотному сервису должно быть:

* очищено от шлама и бурового раствора, промыто технической водой;
* необходимо выполнить контрольные замеры диаметра долота и люфта шарошек;
* показатели работы долота (время работы и проходка за рейс), механический износ и его состояние, должны быть зафиксированы в вахтовом журнале Подрядчика и в суточном рапорте по бурению (в соответствии с методикой IADC);
* необходимо выполнить работы по консервации долота для его повторного использования (долота типа PDC).

3.2.23. После подъёма отработанного долота из скважины, производится его тщательный осмотр и замер диаметра. Технические данные осмотра долота заносят в отчет по скважине, в раздел работа буровых долот (в соответствии с методикой IADC).

*Примечание: отчет по бурению скважины должен содержать цифровые фотографии долот, работавших в скважине в разрешении 400 х 600.*

3.2.24. Бурение скважин новыми типами долот, не используемых ранее на данном месторождении, производиться в соответствии с указаниями Подрядчика ННБ (в случае необходимости с привлечением работника завода-изготовителя долота) только по специальной программе.

3.2.25. После спуска КНБК и промывки ствола скважины на забое, следует выполнить операции по «приработке» долота к забою, в соответствие с рекомендациями завода-изготовителя долот, плавно увеличивая нагрузку до получения оптимальных показателей бурения. «Приработка» долота к забою должна производиться под наблюдением представителя Подрядчика по долотному сервису.

# 

# **4. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ И ЭЛЕМЕНТАМИ КНБК**

## **4.1. ПРИЧИНЫ АВАРИИ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ**

4.1.1. Аварии с бурильными трубами происходят, в основном, в результате воздействия переменных нагрузок во время их работы (растяжение, сжатие, кручение), которые вызывают развитие усталостных дефектов (разрушение) материала труб. Условиями, вызывающими и способствующими возникновению разрушений бурильных труб, являются также дефекты материала, механические повреждения (глубокие царапины и риски на теле трубы, например, от машинных ключей, плашек клиновых захватов и т.д.). Аварии с бурильными трубами, могут происходить по причине чрезмерного их износа, от действия коррозии и сероводородной агрессии, объяснимые условиями их эксплуатации и особенностями геологического строения месторождения.

4.1.2. Кроме того, причинами аварии с бурильным инструментом, могут быть нарушения правил их эксплуатации, такие как:

* нарушение ведения учета наработки на бурильные трубы (ч);
* нарушение правил сборки бурильных труб;
* несоответствие прочностных характеристик бурильной колонны условиям бурения;
* нарушение периодичности проведения контроля состояния бурильной колонны (дефектоскопия, гидроиспытания, наружный осмотр);
* чрезмерные перегрузки бурильной колонны;
* резкие перегибы ствола скважины;
* крепление замковых соединений с недостаточным или избыточным крутящим моментом;
* некачественная или недостаточная смазка замковых резьбовых соединений;
* недостаточная длина утяжеленного низа или наддолотного комплекта;
* нарушение балансировки положения верхнего привода или горизонтальности расположения ротора, также, резкие остановки при вращении бурильной колонны;
* износ тела бурильных труб, замков и муфт, замковой резьбы, превышающий установленные нормы.

4.1.3. Эти причины могут вызвать следующие аварии с бурильной колонной:

* разрушение бурильной трубы по телу;
* разрушение резьбового соединения замка бурильной трубы;
* срыв резьбы – трубной и замковой;
* заедание замковой резьбы;
* размыв резьбового соединения;
* размыв трубы по телу;
* разрушение бурильных замков по телу.

## **4.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИИ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ И ЭЛЕМЕНТАМИ КНБК**

4.2.1. Все отправляемые на буровую бурильные, ведущие и утяжеленные трубы, переводники и другие элементы бурильной колонны, не зависимо от завода-изготовителя (импортного или отечественного) должны пройти инспектирование, и иметь следующие подтверждающие документы:

* неразрушающий контроль (дефектоскопия), результат должен быть оформлен в акте выполненных работ отметкой в паспорте или в сертификате завода изготовителя при поступлении нового комплекта;
* наружный осмотр;
* нанесение маркировки;
* иметь сертификат соответствия;
* паспорт на комплект, с указанием общей наработки по часам циркуляции, СПО и проработки, а также пробуренных метров.

4.2.2. Буровой Подрядчик (буровой мастер) должен получить трубы, переводники и другие элементы бурильной колонны с дубликатом паспорта и учетной карточкой. Подрядчик ведёт учёт времени работы бурильного инструмента в течение всего периода нахождения на буровой.

4.2.3. Супервайзер обязан вести еженедельный контроль ведения учета наработки инструмента и элементов КНБК.

4.2.4. Все монтажные (подъемные) переводники не должны иметь приваренных ручек, перекрывающих внутреннее проходное отверстие.

4.2.5. Необходимо своевременно производить дефектоскопию и другие виды инспекции, установленные Обществом, справочно: ультразвуковую (магнитопорошковую) дефектоскопию, толщинометрию, гидроиспытание. Контрольный замер специальным шаблоном резьбовых соединений бурильных труб, тарировку, визуальный осмотр и другие мероприятия по выявлению и замене изношенного бурильного инструмента и оборудования.

4.2.6. Необходимо назначить предельные сроки использования бурильного инструмента, переводников, ведущих труб и других элементов бурильной колонны, до их следующего инспектирования (нормы определяются с соблюдением Типовых требований Компании   
№ П2-10 ТТР-0001 «Требования к спецификации, эксплуатации и инспекции бурильного инструмента»).

4.2.7. Бурильные трубы требуется складировать и хранить на стеллажах раздельно по их типоразмерам. На одном стеллаже требуется укладывать трубы, имеющие одни и те же параметры: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности.

4.2.8. Требования к хранению труб и к процедуре их укладки на стеллажи:

* рабочая (опорная) поверхность стеллажей, с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания труб, должна быть горизонтальной и расположена на высоте не менее 0,5 м от уровня площадки;
* высота штабеля труб на стеллажах не должна превышать 3,0 м;
* при укладке труб более чем в один ряд, между каждым рядом труб должны быть подложены не менее трех деревянных прокладок толщиной 35 - 40 мм;
* деревянные прокладки между рядами труб, должны быть уложены таким образом, чтобы предотвратить прогиб тела трубы между муфтой и ниппелем;
* каждый стеллаж должен быть снабжен табличкой, указывающей основные характеристики уложенных труб.

4.2.9. Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты, щелочи и другие химические материалы, способные вызвать коррозию труб и замков.

4.2.10. Резьбы бурильных труб должны быть покрыты антикоррозийной смазкой и защищены предохранительными колпаками.

4.2.11. При вращении бурильной колонны, для минимизации последствий механического истирания обсадных колонн, замков и чрезмерного износа резьбы бурильной трубы, перед началом бурения скважины, необходимо:

* проверять с помощью уровня, горизонтальность установки стола ротора;
* проверять соосность буровой вышки БУ - ротора и геометрического центра скважины.

4.2.12. Проверку необходимо производить при спущенной в скважину бурильной колонне. Максимальное отклонение от полной их соосности - не более 50 мм.

4.2.13. Свинчивание замковых резьбовых соединений бурильных, ведущих труб, УБТ, ТБТ и других элементов КНБК, необходимо производить с приложением моментов, рекомендованных завод-изготовителями оборудования.

4.2.14. Запрещается производить сборку КНБК без наличия исправного датчика измерения крутящего момента.

4.2.14. С целью повышения времени работы и предотвращения заклинивание резьбы, необходимо выполнять приработку новых и отремонтированных резьбовых соединений в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя:

* для бурильных труб: путем 4-х кратного свинчивания и развинчивания с малой частотой вращения (4 оборота/мин), удаляя старую и нанося новую смазку на резьбовое соединение при каждом повторе операции первое соединение с 50% от рекомендуемой величины момента;
* последующие соединения с 100% от рекомендуемой величины момента;
* визуально контролировать состояние профиля резьбы и упорных торцов.

4.2.15. Если после последнего свинчивания резьбы (с рекомендуемой величиной момента) наблюдается высокое значение момента при отвинчивании (более рекомендуемой величины момента свинчивания), то данное резьбовое соединение нуждается в проведении инспекции.

4.2.16. На буровой (на месте работы бурильщика) должны находиться сведения: о прочностных характеристиках бурильной трубы и элементов КНБК (размеры бурильных труб и замковых соединений, допустимые нагрузки на растяжение трубы и замкового соединения, допустимое число оборотов на 1000 метров свободной части бурильной колонны при ликвидации прихвата бурильной колонны), таблица рекомендуемых моментов свинчивания всех применяемых для бурения скважины труб и элементов КНБК.

4.2.17. Процесс сборки-разборки элементов КНБК, гидравлических забойных двигателей, MWD (навигационное оборудование), LWD (каротажное оборудование), РУС (роторная управляемая система), геофизических приборов на буровой, процесс спуска данного оборудования через ПВО в скважину, необходимо выполнять только под контролем и руководством:

* Подрядчика, предоставляющей данное оборудование;
* бурового мастера Бурового Подрядчика;
* бурового супервайзера (супервайзера) Общества.

## **4.3. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ**

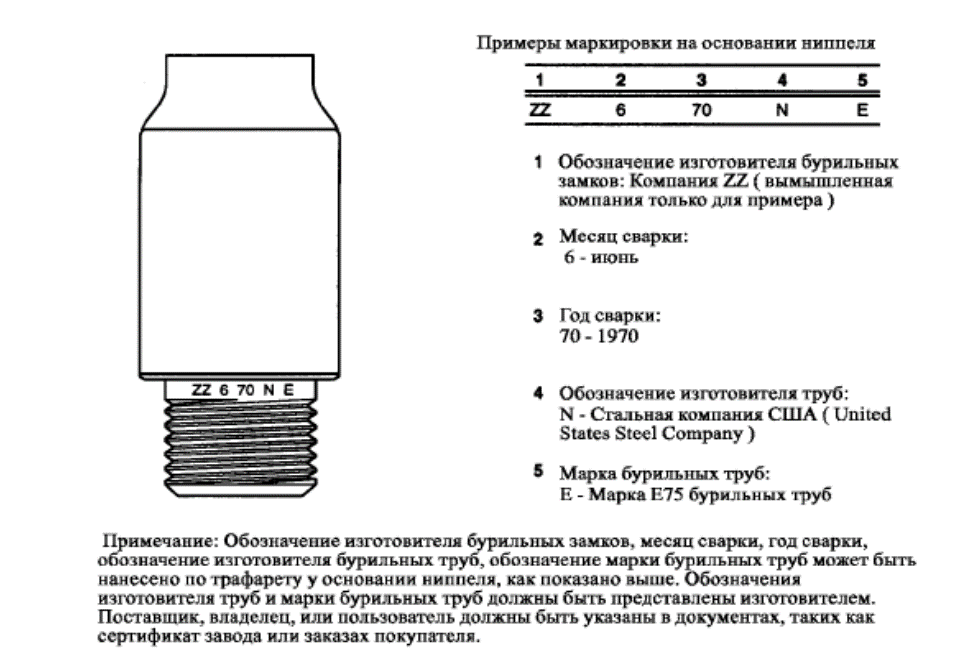
4.3.1. Бурильную колонну собирать из расчета, чтобы коэффициент запаса прочности до предела текучести от собственного веса колонны, составлял не менее 1,5. Снижение этого коэффициента до 1,3 в каждом случае, необходимо согласовывать с главным инженером Подрядчика и Обществом.

4.3.2. Общая длина комплектов бурильных труб должна быть на 5% больше максимальной глубины скважины на кустовой площадке (5% запас предназначен для замены отбракованных труб в процессе их эксплуатации).

4.3.3. На буровой должна быть точная мера бурильной колонны с записью длины каждой трубы и каждой собранной свечи труб, с указанием: диаметра, толщины стенки, группы прочности и типа труб.

4.3.4. У трубы, изготовленной по стандартам API, должна быть маркировка по стандарту API «Spec 7» на месте для установки машинного ключа (на бурильном замке либо по телу трубы) со следующим содержанием:

* название изготовителя или марка – «Spec 7» - обозначение бурильного замка;
* на основании ниппеля бурильного замка должно быть клеймо с маркировкой, показанное на Рис. 1.



**Рис. 1 Примеры маркировок на основании ниппеля**

4.3.5. Подъем бурильных труб на буровую установку необходимо производить с защитными протекторами.

4.3.6. Требование к шаблону: длина 300-400 мм, минимальный диаметр Дмин. = проходной Дтр. -7,76мм.

4.3.7. Соединение бурильных труб в свечи, необходимо производить из труб одного размера (диаметр, толщина стенки), одной группы прочности и типа. Сборка бурильного инструмента должна вестись так, чтобы разница по длине свеч по возможности не превышала 0,8 м.

4.3.8. Подсвечники для бурильных труб должны находиться в чистом состоянии перед каждым подъемом бурильного инструмента из скважины. Не допускается использовать на подсвечнике настил из дерева. Подсвечник должен иметь слив остатков бурового раствора и обогреваться в зимний период.

4.3.9. Резьбы перед свинчиванием необходимо очистить щеткой по металлу, промыть и смазать специальной смазкой. Рекомендуется смазывать резьбовые соединения при спусках только по ниппельной части (с целью недопущения попадания посторонних предметов в бурильную колонну).

4.3.10. Номинальный расход смазки на одно резьбовое соединение для труб:

Мном = 0,25×Dтрубы

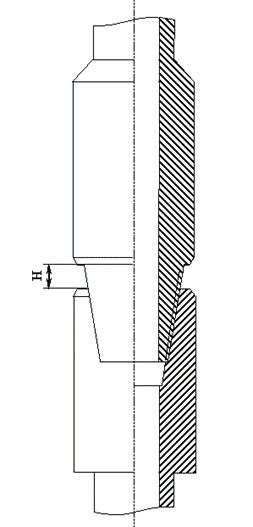
Мном ‒ масса смазки в граммах, с округлением до целого числа

Dтрубы ‒ номинальный наружный диаметр трубы, округлённый до десятичного знака после запятой.

4.3.11. Для равномерной работы замковых соединений бурильных труб, проведения периодического контроля над их состоянием, необходимо периодически менять местами положение резьбовых соединений – производить подъем бурильных труб «вразрез», после 4-5 СПО (менять часто работавшее замковое соединения на другое).

4.3.12. Рекомендации по отбраковки бурильной трубы в процессе эксплуатации: критерием для отбраковки по износу труб в процессе эксплуатации служит величина посадки ниппельной части замкового соединения в муфтовое соединение.

4.3.13. В процессе эксплуатации бурильных труб, при визуальном определении износа замковой резьбы, необходимо контролировать износ путём замера расстояния между опорными торцами ниппеля и муфты – критерий «Н». Для этого, после установки ниппеля в муфту, верхняя замковая деталь поворачивается (в левую сторону, противоположную свинчиванию) относительно нижней, до момента, при котором происходит скачкообразное осевое перемещение ниппеля в муфту (Рис. 2).



**Рис. 2 Замер расстояния между опорными торцами ниппеля и муфты**

4.3.14. Если величины износа замковых соединений достигают значения, указанные для III класса, трубы должны подлежать ремонту. Классификация замковой резьбы по износу, указана в Таблице 1.

**Таблица 1**

**Классификация замковой резьбы по износу**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **ОБОЗНАЧЕНИЕ ЗАМКОВОЙ РЕЗЬБЫ** | **ЧИСЛО НИТОК НА ДЛИНЕ РЕЗЬБЫ**  **25,4ММ** | **ЗНАЧЕНИЕ КРИТЕРИЯ «Н» ДЛЯ ПАРЫ НИППЕЛЬ-МУФТА ПО КЛАССАМ, ММ, НЕ МЕНЕЕ** | | |
| **КЛАССЫ** | | |
| **I** | **II** | **III** |
| З-66 | 5 | 18 | 12,5 | 9 |
| З-73 | 4 | 28 | 19,5 | 14 |
| З-76 | 5 | 18 | 12,5 | 9 |
| З-86 | 4 | 28 | 19,5 | 14 |
| З-88 | 5 | 18 | 12,5 | 9 |
| З-101 | 5 | 18 | 12,5 | 9 |
| З-102 | 4 | 28 | 19,5 | 14 |
| З-108 | 4 | 28 | 19,5 | 14 |
| З-117 | 5 | 18 | 12,5 | 9 |
| З-121 | 5 | 18 | 12,5 | 9 |
| З-122 | 4 | 28 | 19,5 | 14 |
| З-133 | 4 | 28 | 19,5 | 14 |
| З-140 | 4 | 18 | 12,5 | 9 |
| З-147 | 4 | 34,5 | 24 | 18 |
| З-152 | 4 | 34,5 | 24 | 18 |
| З-161 | 4 | 34,5 | 24 | 18 |

4.3.15. По мере изнашивания замковой резьбы (уменьшения величины значения «Н»), для обеспечения герметичности соединения, необходимо увеличивать (по отношению к рекомендуемому значению) величину крутящего момента свинчивания замков, отнесённых к Премиум классу и 2 классу, на 5-10%.

4.3.16. В случае если данные рекомендации отличаются от принятых стандартов Подрядчика оказывающего услуги по предоставлению бурильного инструмента или рекомендаций завода-изготовителя, то необходимо использовать в работе наиболее жесткие требования, предъявляемые к эксплуатации бурильных труб.

4.3.17. Во время эксплуатации бурильных труб на буровой запрещается:

* подавать на буровую установку и удалять с неё бурильные трубы без предохранительных резьбовых протекторов;
* допускать удары замков бурильных труб (свечей) о ротор или металлические конструкции буровой установки, использовать клинья, спайдеры с плашками, не соответствующими диаметру трубы;
* работать машинными ключами на теле бурильной трубы;
* вращать бурильную свечу после выхода резьбы из сопряжения, а также освобождать ниппель из муфты до окончания их полного разъединения (с помощью буровой лебедки);
* устанавливать ниппель на торец муфты и сталкивать после этого ниппель в муфту при свинчивании резьбы;
* производить СПО при неисправной пружине стопорного устройства подъемного крюка;
* категорически запрещается раскрепление замковых резьбовых соединений ротором, свинчивание и закрепление их задним ходом ротора;
* производить резкие торможения и удары элеватора о ротор (посадка бурильной колонны на ротор во время СПО должна производиться плавно без толчков и ударов);
* в условиях буровой категорически запрещается свинчивать или крепить резьбовые замки бурильных труб (для бурильных труб с навёрнутыми замками);
* при проведении работ в скважине (бурение, СПО), в интервале нахождения каверн, необходимо не допускать разгрузку бурильной колонны;
* производить свинчивание или развинчивание без применения резьбовой смазки.

4.3.18. При каждом подъеме бурильных труб из скважины, необходимо очищать бурильные трубы от бурового раствора и визуально контролировать их состояние.

4.3.19. Отбраковывать бурильные трубы в случае обнаружения следующих дефектов:

* глубокие (3 - 4 мм) вмятины и риски, протертые или промытые канавки, трещины, сквозных отверстия, сорванный – выщербленный – промытый или сработанный профиль резьбы;
* износа замков по наружному диаметру до величин, указанных в [Таблице](#_Таблица_№_5:) 2 (диаметр замков замеряют на расстоянии 20 мм от торцов бурильной трубы).
* износа бурильной трубы по наружному диаметру выше допустимых величин для данного типа труб, указанных в [Таблице](#_Таблица_№_4:) 3. Необходимо периодически замерять наружной диаметр труб и выявлять смятие труб в месте посадки на клиновой захват;
* кривизны, превышающей 1,3 мм на 1 м на концевых участках трубы, равных одной трети длины трубы.

*Примечание:* *для замера износа замка и трубы применять штангенциркуль. Бурильные трубы, у которых после докрепления с рекомендуемым моментом, упорные уступы замковых соединений окажутся неплотно сомкнутыми, такие трубы подлежат замене.*

**Таблица 2**

**Предельно допустимый диаметр бурильного замка при износе**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| НОМИНАЛЬНЫЙ ДИАМЕТР ЗАМКА, ММ | МИНИМАЛЬНЫЙ ДИАМЕТР ЗАМКА ПРИ РАВНОМЕРНОМ ИЗНОСЕ, ММ | МИНИМАЛЬНЫЙ ДИАМЕТР ЗАМКА ПРИ ОДНОСТОРОННЕМ ИЗНОСЕ, ММ |
| 80 | 75 | 77 |
| 95 | 89 | 92 |
| 108 | 102 | 105 |
| 155 | 148 | 151,5 |
| 172 | 164 | 168 |
| 178 | 167 | 172,5 |
| 203 | 191 | 197 |

**Таблица 3**

**Классификация бурильных труб по износу**

| **ВИД ДЕФЕКТА** | **КЛАСС ТРУБ** | |
| --- | --- | --- |
| **II** | **III** |
| Равномерный износ трубы по наружной поверхности:  толщина стенки после износа, % не менее | 80 | 62,5 |
| Эксцентричный износ по наружной поверхности:  толщина стенки после износа, % не менее | 65 | 55 |
| Вмятины, % процент от наружного диаметра, не более | 3 | 5 |
| Смятие, % от наружного диаметра, не более | 3 | 5 |
| Шейка, % от наружного диаметра, не более | 3 | 5 |
| Остаточное сужение: уменьшение наружного диаметра, % не более | 3 | 5 |
| Остаточное расширение: увеличение наружного диаметра, % не более | 3 | 5 |
| Продольные надрезы зарубки: оставшаяся толщина стенки, % не менее | 80 | 62,5 |
| Поперечные надрезы:  оставшаяся толщина стенки, % не менее  длина надреза, % от длины окружности трубы, не более | 90  10 | 80  10 |
| Точечная коррозия, эрозия: толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % от номинальной, не менее | 80 | 55 |

4.3.20. В случае если данные рекомендации отличаются от принятых стандартов Подрядчика оказывающего услуги по предоставлению бурильного инструмента или рекомендаций завода-изготовителя, то необходимо использовать в работе наиболее жесткие требования, предъявляемые к эксплуатации бурильных труб.

4.3.21. При наличии в бурильной колонне труб диаметром 89 мм и менее, на роторной муфте необходимо устанавливать ограничитель момента, работоспособность которого проверяется бурильщиком Бурового Подрядчика в течение каждой рабочей смены, с отметкой результатов проведенной проверки в вахтовом журнале Подрядчика.

4.3.22. У бурильных труб с навёрнутыми замками категорически запрещается наворот и докрепление бурильных замков на трубы в условиях буровой без наворота в горячем состоянии.

4.3.23. При проведении работ, связанных с приложением повышенных нагрузок и крутящих моментов к бурильной колонне, в аварийных ситуациях, необходимо учитывать группу прочности, класс труб, и руководствоваться их прочностными характеристиками.

4.3.24. Максимальные растягивающие и торсионные нагрузки не должны превышать 80% максимально допустимого значения, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести материала для труб наименьшей группы прочности в составе бурильной колонны.

4.3.25. Минимальные требования к периодичности проведения инспекции бурильного инструмента приведены в [Таблице](#_Таблица_№_6:) 4.

**Таблица 4**

**Минимальные требования к периодичности проведения инспекции бурильного инструмента**

|  |  |
| --- | --- |
| **КОМПОНЕНТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ** | **ЧАСТОТА ИНСПЕКЦИИ** |
| Бурильная труба и ведущая бурильная труба | Максимум 1500 часов циркуляции |
| ЛБТ | Через каждые 1500 часов циркуляции |
| ТБТ | (± 10 %) / через каждые 500 часов циркуляции |
| УБТ | (± 10 %) / через каждые 250 часов циркуляции |

*Примечание: после ликвидации аварий, связанных с применением к бурильным трубам предельно допустимых нагрузок, рекомендуется проводить дополнительный контроль.*

4.3.26. Контролировать величину износа бурильных замков и труб по наружному диаметру, особенно после проведения работ с большими нагрузками (с коэффициентом запаса прочности менее 1,3) и разгрузками на бурильную колонну. Проведение контрольных измерений не должно противоречить стандартам Бурового Подрядчика.

4.3.27. Периодичность проведения на буровой контрольного осмотра комплекта бурильных труб - после бурения каждой скважины.

4.3.28. После окончания бурения куста скважин необходимо разобрать все бурильные трубы и выложить их на стеллаж. Резьбы очистить (промыть), осмотреть и смазать. На резьбы (муфта и ниппель) навернуть предохранительные резьбовые протекторы, при наличии. Отложить отдельно бурильные трубы, нуждающиеся в ремонте.

4.3.29. Запрещается перевозить бурильные трубы на другой куст бурения скважин без контрольной проверки.

## **4.4. УБТ (УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ)**

4.4.1. Замковые соединения УБТ и УБТС диаметром 178 мм и более, должны иметь разгрузочные заплечики.

4.4.2. В интервале высокопроницаемых пластов скважины, где есть высокий риск получить дифференциальный прихват, необходимо применять спиральные УБТ в составе бурильной колонны.

4.4.3. На наружной и внутренней поверхности УБТ не должно находиться:

* раковин, расслоений, трещин и других дефектов;
* резьбы и упорные торцы должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев и других дефектов.

4.4.4. При каждом спуске УБТ и УБТС в скважину необходимо крепить все соединения машинными ключами с контролем момента свинчивания.

4.4.5. Категорически запрещается включать патрубки с односторонним резьбовым соединением в состав бурильной колонны или использовать их при наращиваниях бурильного инструмента.

## **4.5. ДОЛОТА PDC**

4.5.1. Подготовка ствола скважины перед спуском долота PDC: при нахождении металла на забое, спустить торцовый/магнитный фрез, и очистить забой от металла углублением не менее чем на один метр. Установить магнит в распределительном желобе бурового раствора для улавливания металла.

4.5.2. Спуск КНБК с долотом PDC в открытой части ствола скважины: в местах сужений, уступах и в интервалах переслаивающихся пород различной твердости, необходимо производить с пониженной скоростью.

4.5.3. Спуск последних 10-15 метров до забоя, необходимо производить с вращением долота и с циркуляцией бурового раствора.

4.5.4. Бурение скважины долотом PDC необходимо вести с тщательной очисткой забоя от выбуренной породы. Необходимо постоянно поддерживать оптимальный объем прокачиваемого бурового раствора, во избежание выхода из строя долота. Необходимо прокачивать абразивные пачки для очистки долота типа PDC от сальника.

4.5.5. Необходимо помнить, что долота истирающего типа PDC, инициируют высокий момент на забойном двигателе, что при неблагоприятных условиях (резкий рост реактивного момента) может привести к отвороту долота, поэтому необходимо постоянно контролировать величину момента на СВП или роторе и давления в нагнетательной линии буровых насосов.

4.5.6. При бурении скважины с S-образным профилем, для снижения последствий эффекта «подвисания» бурильной колонны и не равномерной подачи осевой нагрузки на долото (для избегания ударов долота о забой), необходимо выполнять следующие действия:

* в интервалах корректировки параметров кривизны ствола скважины, по причине скопления выбуренной породы в стволе скважины, необходимо периодически прокачивать очищающие, тандемные пачки бурового раствора;
* при необходимости, можно выполнить технологическое СПО, для очистки ствола скважины от шлама (по согласованию с УТиИБ);
* постоянно поддерживать величину процентного содержания смазочных добавок в буровом растворе, в соответствии с программой по буровым растворам.

## **4.6. ВЕДУЩИЕ БУРОВЫЕ ТРУБЫ - КВАДРАТ**

4.6.1. Прочность резьбовых соединений ведущей трубы (на растяжение и кручение) должна быть не менее прочности резьбы верхней части бурильной колонны.

4.6.2. Ведущие трубы необходимо транспортировать только в специальных пеналах (контейнерах), длина контейнера должна быть равна длине ВБТ или быть меньше длины ведущей трубы на 1,5 метра.

4.6.3. Для снижения рисков повреждения ВБТ (нарушение прямолинейности) при затаскивании на буровую установку для сборки и обратно, необходимо поддерживать удерживать ВБТ с помощью вспомогательной лебедки, нижняя резьба должна быть защищена предохранительным протектором.

4.6.4. Раскрепление верхнего переводника от ведущей трубы, при операциях по смене ведущей трубы, необходимо производить только после полного подъема из скважины бурильной колонны.

4.6.5. Для расхаживания бурильного инструмента с вращением ротора необходимо иметь вкладыши для работы с ВБТ завода-изготовителя (Kelly Bushing).

4.6.6. При смене вкладышей ВБТ на клинья ПКР необходимо производить, отрыв долота от забоя не менее чем на 5 метров, при этом циркуляция не прекращается.

4.6.7. Буровой мастер Бурового Подрядчика обязан ежедневно проверять состояние рабочего переводника на квадрате.

4.6.8. Ведущую трубу следует отправить в ремонт в случаях:

* при обнаружении не герметичности в резьбовых соединениях;
* при обнаружении трещин ультразвуковым дефектоскопом;
* при обнаружении наружных дефектов на теле трубы;
* при появлении заусенцев, раковин и других дефектов на упорных поверхностях ниппельного и муфтового резьбового соединения трубы.

4.6.9. Запрещается:

* работать искривленными ведущими трубами. Кривизна ВБТ не должна превышать 2 мм на 1 м и 6 мм по всей длине ведущей трубы;
* устанавливать ведущие трубы в шурф с упором (глубина шурфа должна превышать общую длину ведущей трубы);
* извлекать ведущую трубу из шурфа на высокой скорости лебедки (выше первой);
* использовать самодельные устройства (параллели) для удержания квадрата при визировании КНБК;
* эксплуатировать ВБТ без рабочего переводника на нижнем конце;
* углублять скважину на полную длину ведущей трубы. Необходимо останавливать бурение, не менее чем за один метр квадратной части трубы плюс 0,5 метра на каждые 1500 метров глубины скважины;
* вращать бурильную колонну при посаженном на элеватор левом переводнике ведущей трубы.

## **4.7. ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И ТУРБОБУРЫ**

4.7.1. На буровой необходимо иметь паспорта на каждый турбобур или забойный двигатель. Паспорт должен содержать:

* технические сведения, внесенные после проведения последнего ремонта, результаты проведенных измерений осевого и радиального люфта вала двигателя;
* величину давления запуска (при проведении гидроиспытания), диаграмма выходного момента на валу двигателя (в качестве рекомендации);
* сведения о проведенной дефектоскопии базовых узлов, соединительной резьбы;
* заключение о пригодности к эксплуатации, выданное службой контроля качества Подрядчика, проводившго ремонт гидравлического забойного двигателя;
* запрещается эксплуатация турбобуров и ВЗД без наличия паспорта и требуемых в нем сведений.

4.7.2. На турбобуре или забойном двигателе должна быть нанесена клеймением маркировка, тип, номер по паспорту, дата изготовления.

4.7.3. Поставка турбобуров и ВЗД на буровую площадку должна осуществляться комплектно (хомуты, наддолотные переводники и т.д.).

4.7.4. Требования к транспортировке и хранению ГЗД:

* гидравлические забойные двигатели необходимо хранить на специальных стеллажах со смазанными резьбами и навёрнутыми предохранительными колпаками;
* транспортирование ГЗД необходимо производить только на ровной площадке (прицеп или полуприцеп), длиной не менее ¾ длины турбобура или ВЗД;
* погрузку и разгрузку турбобуров, ВЗД необходимо производить только с помощью крановой техники.

4.7.5. Подрядчик на кустовой площадке выполняет все перемещения, хранение и консервацию ГЗД (ВЗД), в соответствии с Технологической инструкцией.

4.7.6. Перед началом эксплуатации забойного двигателя Подрядчику ННБ необходимо записать в вахтовый журнал Подрядчика (работы ГЗД на буровой), следующие данные:

* типоразмер забойного двигателя (необходимо сверить с данными, указанными в техническом паспорте);
* серийный номер забойного двигателя;
* наличие переливного или обратного клапана;
* типоразмер стабилизатора (включая сведения об установленных лопастях);
* угол установки регулируемого отклоняющего устройства;
* угол изгиба фиксированного отклоняющего устройства;
* диаметр насадки в роторе (для ВЗД, если установлено);
* конфигурация шпиндельной секции (на новых двигателях - нанесена краской на корпусе);
* провести визуальный контроль состояния корпуса забойного двигателя, верхнего и нижнего резьбовых соединений, проверить состояние фиксированного и/или регулируемого отклоняющего устройства, стабилизатора или предохранительной муфты;
* замерить расстояния: между соединительной муфтой долота и стабилизатором, стабилизатором и фиксированным/регулируемым отклоняющим устройством, фиксированным/регулируемым отклоняющим устройством и нижним резьбовым соединением переливного переводника, нижним резьбовым соединением переливного клапана и верхним резьбовым соединением забойного двигателя.

4.7.7. Сборка КНБК с гидравлическим забойным двигателем:

* перед началом сборки КНБК, ГЗД должен быть заранее визуально осмотрен и подготовлен к сборке;
* буровой вахте Бурового Подрядчика, в зимнее время (при минусовых температурах), необходимо заранее произвести подготовительные работы к пробному запуску ГЗД (ВЗД), отогреть ГЗД, поставив под пар или тепловую пушку и накрыв его бур. укрытием;
* запуск двигателя необходимо на минимальном литраже, с возможным его увеличением. После чего записать в вахтовом журнале Подрядчика расход и давление опрессовки, при котором ВЗД заработал.

4.7.8. Для опробования забойного двигателя перед спуском в скважину, необходимо проверить его техническое состояние, и также, после окончания работы двигателя в скважине, необходимо провести ряд испытательных проверок на поверхности.

4.7.9. Для безаварийной работы забойного двигателя необходимо, чтобы давление нагнетания, нагрузка на долото, подача бурового раствора и частота вращения колонны находились в допустимых пределах, а компенсаторы пульсаций давления были в исправном состоянии.

4.7.10. В том случае, если забойный двигатель в течение длительного времени не использовался или находился на хранении, а также, если забойный двигатель не был ранее после его использования, промыт водой, то, перед его повторным использованием, необходимо еще раз выполнить осмотр и опробование его работы над устьем скважины:

* необходимо проверить работу обратного (переливного) клапана, перемещая для этого поршень клапана при помощи деревянной оправки (запрещено использовать для этой процедуры стальной стержень);
* установить на забойный двигатель подъемный переводник и поднять его над роторным столом, после чего начать медленно опускать забойный двигатель в стол ротора, пока переливной клапан не окажется ниже уровня стола ротора.

*Примечание: перед спуском ВЗД в скважину, все резьбовые соединения должны быть проверены, путём создания момента для их герметичного соединения с целью снижения рисков повреждения долота при проверке работы забойного двигателя и телесистемы (MWD), над устьем скважины, необходимо установить нулевое значение угла перекоса осей двигателя.*

4.7.11. Подачу бурового раствора в двигатель необходимо увеличивать постепенно, до тех пор, пока не будет достигнута минимальный объем подачи для данного типоразмера двигателя. Зафиксировать величину подачи бурового раствора и соответствующее давление (по возможности следует также зафиксировать величину подачи и давление, вызывающие срабатывание переливного клапана).

4.7.12. Необходимо увеличить подачу бурового раствора до рабочих значений для данного двигателя. Зафиксировать величину подачи и соответствующее давление ей давление;

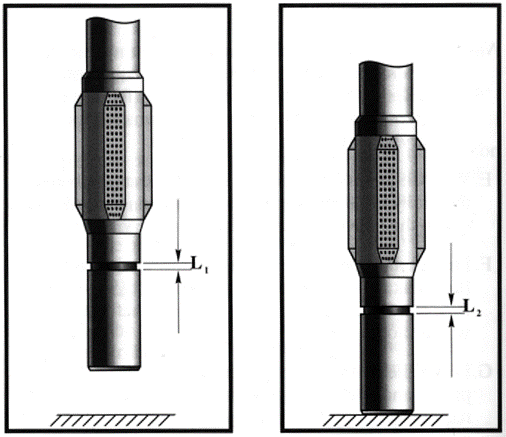
*Примечание: величины давления, во время опробования работы двигателя, могут существенно отличаться между собой, так как это зависит от модели двигателя, по причине износа внутренних деталей двигателя и параметров бурового раствора.*

4.7.13. Не снижая подачу бурового раствора, необходимо приподнять переливной клапан над столом ротора и определить наличие утечек бурового раствора через закрытые отверстия для перелива (предварительно протереть корпус переливного клапана, чтобы облегчить наблюдение).

4.7.14. Необходимо приподнять забойный двигатель, так чтобы проверить наличие утечек бурового раствора через уплотнения ведущего вала двигателя (допускаются утечки, составляющие 5-10% от общей подачи бурового раствора), визуально убедиться в плавности вращения вала двигателя (по возможности).

4.7.15. Опустить забойный двигатель ниже уровня стола ротора, остановить подачу бурового раствора и дождаться открытия переливного клапана (возможно потребуется открытие выпускного клапана бурового насоса из-за образования эффекта «затворения» в линии высокого давления);

4.7.16. Поднять забойный двигатель выше уровня стола ротора и проверить осевой люфт сборки шпиндельной секции, как показано на [Рис. 3](#_Определение_люфта_сборки).



**Рис.3** **Определение люфта сборки шпиндельной секции**

*Примечание: при измерении величины L2 рекомендуется использовать только собственный вес забойного двигателя.*

4.7.17. В забойных двигателях «Сперри Дрилл» используется механизм внутреннего перераспределения нагрузок, позволяющий обеспечить малые значения величины L2 при повышенных нагрузках. Это может приводить к ошибкам в определении люфта сборки шпиндельной секции, так как величина люфта определяется как L1 - L2.

4.7.18. Для того, чтобы определить степень износа сборки шпиндельной секции, при измерении L2 необходимо обеспечить одинаковые нагрузки на двигатель до и после его работы в скважине.

4.7.19. В том случае, когда забойный двигатель находится в сборе с другим буровым инструментом и/или квадратом, при определении нагрузки на вал и подшипники необходимо пренебречь только весом двигателя.

4.7.20. Рекомендуется проводить замер люфта сборки шпинделя после того, как забойные двигатель прошел гидравлические испытания, что позволит замерить максимальную величину L1.

4.7.21. Необходимо проверить люфт сборки шпиндельной секции. Для этого необходимо закрепить двигатель цепным трубным ключом за нижнюю муфту и приложить боковую нагрузку к валу двигателя. Для забойного двигателя, прошедшего ремонт, радиальное смещение вала шпинделя должно быть в пределах 0-1 мм, так же необходимо проверить осевой люфт, который не должен превышать 8 мм.

4.7.22. Соединения двигателя с долотом, производится с помощью машинного ключа с использованием специального приспособления (доски) для навинчивания долота.

4.7.23. ВЗД нуждается в ремонте в случае обнаружения во время эксплуатации следующих признаков:

* люфт выше нормы (радиальный или осевой);
* не герметичности соединения резьбы;
* биения вала двигателя при вращении;
* в случае не плавного запуска двигателя при опробовании;
* резкая остановка вращения вала двигателя при опробовании;
* высокая величина запуска двигателя при опробовании (выше 5 МПа);
* выпадение резиновых элементов двигателя;
* выработка назначенного ресурса работы двигателя до ремонта.

## **4.8. ПЕРЕВОДНИКИ**

4.8.1. Эксплуатация переводников бурильной колонны (в соответствии с Российской практикой ведения буровых работ).

4.8.2. Переводники для бурильной колонны поставляются с нанесенной на резьбу специальной антикоррозионной смазкой и навернутыми резьбовыми протекторами. Перед использованием переводников, консервирующая смазка должна быть полностью удалена, резьба очищена

4.8.3. Защита резьбовых соединений переводника от загрязнения и повреждений, обеспечивается с помощью установки резьбовых протекторов. Резьбовые протекторы (предохранительные колпаки) не удаляются с переводников, до тех пор, пока переводники не будут использоваться для сборки бурильной колонны. Установку протекторов необходимо производить сразу, как только переводники отсоединяются от бурильной колонны.

4.8.4. Сборка новых соединений переводников производится аналогично операциям с бурильными трубами. При выполнении данных операций, используются смазки типа Р-402 - Р-416 - Р-113 (ТУ 301-04-020-92), СС-1С, СР-1, Резьбол-ОМ-2 (ТУ У 24739282.001-96), Резьбол марки «Б» (ТУ 38.30108-88), Русолим, либо их аналоги, включая импортного производства.

4.8.5. Моменты свинчивания резьбы переводников зависят от наружных и внутренних диаметров переводников и материала (марки стали) – необходимо использовать моменты свинчивания согласно рекомендации завода-изготовителя переводника (справочных пособий).

4.8.6. Рекомендуемые моменты свинчивания резьбы переводников, изготовленных в соответствии со спецификациями Американского Нефтяного Института (API), установлены стандартом API RP7G.

4.8.7. Рекомендуемые моменты свинчивания переводника, эскиз переводника, должны быть указаны в его паспорте. Допустимый вариант - таблица с рекомендуемыми моментами свинчивания. При этом таблица должна находиться у бурового мастера Бурового Подрядчика и на рабочем месте бурильщика.

4.8.8. Перед каждым спуском переводника в скважину, буровым мастером (помощником мастера по технологии) Подрядчика выполняется визуальный осмотр. При обнаружении дефектов, попадающих под критерии отбраковки, переводник для использования не допускается.

4.8.9. На месте проведения работ Подрядчика необходимо постоянно иметь запасной комплект всех переводников, необходимых для использования в составе бурильной колонны. В случае предоставления переводников со стороны Подрядчика ННБ, соответственно, в его запасах на буровой площадке.

4.8.10. Запрещается:

* использовать в работе переводник, не имеющий паспорта (с указанием материала изделия, типа резьбы, рекомендуемого момента свинчивания, отметки о прохождении неразрушающего контроля, указания лимита времени работы до следующей поверки, эскиза с размерами);
* допускать в работу переводники с не полностью свинченными соединениями, так как прочность и герметичность резьбы, обеспечиваются только при условии сжатия с необходимым усилием упорных поверхностей ниппеля и муфты;
* устанавливать машинные ключи на расстоянии менее 50 мм от торца муфты соединения;
* использовать для сборки машинные ключи с неисправным моментомером.

## **4.9. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ УЧЕТА ДВИЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЕРЕВОДНИКОВ НА БУРОВОЙ УСТАНОВКЕ (РОССИЙСКАЯ ПРАКТИКА)**

4.9.1. Порядок учета времени работы элементов КНБК и соединительных переводников, вывода из эксплуатации (правила и нормы отбраковки) разрабатывается и устанавливается стандартами Бурового Подрядчика на основе лучших практик использования оборудования, их практического опыта работы в своем направлении на территории Российской Федерации и не противоречащие Типовым требованиям Компании № П2-10 ТТР-0001 «Требования к спецификации, эксплуатации и инспекции бурильного инструмента».

4.9.2. После каждого подъема КНБК буровой мастер (помощник матера по технологии) Бурового Подрядчика, Подрядчика ННБ, фиксируют в соответствующих паспортах на оборудование статистические данные работы (в пробуренных метрах и часах циркуляции) каждого элемента КНБК. Самостоятельно ведут накопительный статистический учет показателей работы элементов КНБК, переводников и вносит эти данные в паспорт переводника.

4.9.3. До начала буровых работ по бурению скважины и далее с периодичностью один раз в неделю, по запросу Супервайзера, буровой мастер (помощник мастера по технологии) Бурового Подрядчика, Подрядчика ННБ предоставляют паспорта на элементы КНБК с заполненной наработкой.

**4.10. ПРОФИЛАКТИКА АВАРИЙНОСТИ (РОССИЙСКАЯ ПРАКТИКА)**

4.10.1. Осмотр элементов КНБК и переводников, вывод из эксплуатации, производится по процедуре, описанной в разделе 4.2. для замковых резьб.

4.10.2. Отбраковка предохранительного переводника ведущей трубы (квадратного сечения и др.) аналогична отбраковке замковых резьб. Для увеличения срока службы предохранительного переводника, необходимо следить за прямолинейностью ведущей трубы. При наличии изгиба ведущей трубы, ее необходимо вывести из эксплуатации.

4.10.3. Особое внимание во время проведения подъёма бурильной колонны из скважины, необходимо уделять визуальному контролю состояния элементов КНБК, переводников и при обнаружении ниже перечисленных признаков, данное оборудование выводится из эксплуатации:

* + увеличение диаметра муфт;
  + заострение вершины профиля (отсутствует закругление вершин профиля резьбы или срез вершины резьбы, ниппельная часть);
  + износ по диаметру или повреждения тела переводника (глубокие царапины);
  + эрозионный износ резьбового соединения (точечные).

4.10.4. После окончания бурения кустовой площадки, все элементы бурильной колонны, включая переводники, подлежат обязательному осмотру и списанию, при необходимости.

**4.11. СРОК СЛУЖБЫ ПЕРЕВОДНИКОВ И ДЕФЕКТОСКОПИЯ**

4.11.1. Каждый переводник, входящий в состав бурильной колонны должны иметь: паспорт, сертификат соответствия по ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015). Буровой Подрядчик обязан вести учет времени работы элементов бурильной колонны и переводников и вносить данные сведения в их паспорт вплоть до списания.

4.11.2. Дефектоскопию состояния переводников, необходимо производить в соответствии со стандартами Бурового Подрядчика.

4.11.3. Периодичность проведения неразрушающего контроля указана в Таблице 5.

**Таблица 5**

**Минимальные требования к периодичности проведения инспекции**

|  |  |
| --- | --- |
| **КОМПОНЕНТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ** | **ЧАСТОТА ИНСПЕКЦИИ** |
| Переводники КНБК и секций бурильной колонны | Перед доставкой на буровую  максимум 250 часов |
| Специальный инструмент (ясы, телеметрические приборы, забойные двигатели, стабилизаторы) | Перед доставкой на буровую  максимум 250 часов |
| Рабочие переводники ведущей трубы, верхнего привода | Перед доставкой на буровую.  Через каждые 350 циклов свинчивания и развинчивания |

4.11.4. В случае проведения работ: по ликвидации внутрискважинных инцидентов, связанных с повышенными растягивающими, крутящими нагрузками на бурильную колонну, слома элементов бурильной колонны (приложение ударных нагрузок или «полетом» бурильной колонны в скважине), рекомендовано провести дефектоскопию элементов бурильной колонны методами предусмотренными Буровым Подрядчиком, справочно:

* визуально-измерительный контроль замковых соединений;
* магнитопорошковой дефектоскопии;
* ультразвуковой дефектоскопии.

4.11.5. Дефектоскопические проверки оборудования методом неразрушающего контроля должны проводиться Подрядчиками, имеющими лицензии на данный вид деятельности. Общество имеет право на проведение технического аудита данного вида деятельности Подрядчика.

## **4.12. ШАРОВЫЕ КРАНЫ**

4.12.1. Кран шаровой, необходимо устанавливать на нижнем конце ведущей буровой трубы (выше рабочего переводника) для буровых оснащенных вертлюгом, а также шаровой кран устанавливается непосредственно под вертлюгом кран шаровый (КШ) Нз152/Мз152 для разведочных скважин или скважин с аномально высокими пластовыми давлениями для надежного перекрытия внутреннего сечения бурильной колонны в случае необходимости. Для буровых с верхним приводом: устанавливается 2 крана шаровых на верхнем приводе.

4.12.2. Специальный ключ для операций с краном шаровым должен находиться на видном и доступном месте на роторной площадке буровой установки.

4.12.3. При использовании инструмента разного диаметра для бурения скважины, необходимо иметь специально опрессованную бурильную трубу с переводником и шаровым краном (на мостках), по диаметру соответствующей типоразмеру трубных плашек и прочностной характеристике, не ниже используемой в верхней секции, применяемой бурильной колонны.

4.12.4. На специальную трубу должны быть навернуты от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. Бурильная труба, переводник и шаровой кран, должны быть окрашены несмываемой краской (красный цвет).

4.12.5. Периодический осмотр, гидроиспытания, проверка работоспособности шаровых кранов проводит Подрядчик.

## **4.13. ЯССЫ**

4.13.1. Механический ясс необходимо транспортировать во взведенном (заряженном) состоянии. Опускать в скважину в растянутом (заряженном) состоянии.

4.13.2. Гидравлический ясс необходимо транспортировать с защитной скобой, установленной на внутреннем штоке. Гидравлический ясс необходимо опускать в скважину в открытом состоянии.

4.13.3. Не разрешается устанавливать машинные ключи, клинья на открытые полированные участки внутреннего штока ясса.

4.13.4. Если в результате осмотра ясса на буровой, обнаружены ослабленные резьбовые соединения, то операции по докреплению резьбы, необходимо производить только на рекомендуемую величину момента заводом-изготовителем.

4.13.5. При сборке КНБК, для бурения ствола скважины со вскрытием высокопроницаемых пластов, необходимо устанавливать ясс выше ВЗД (турбобура) на 150-200 метров, при этом, между яссом и УБТ (ГЗД) должна быть установлена, как минимум, одна одиночная бурильная труба.

*Примечание:*

* *допускается установка ясса выше УБТ через одну бурильную трубу, только по согласованию с Обществом;*
* *при бурении горизонтального участка, Ясс не должен выходить за пределы предыдущей обсадной колонны, если данное условие невыполнимо, то необходимо включить дополнительный ясс в состав КНБК;*
* *при бурении горизонтальных скважин, имеющих несколько интервалов набора и падения зенитных и азимутальных углов, а так же интервалы с интенсивностью изменения траектории свыше 5° на 30 метров, для обеспечения дохождения нагрузки до ясса, интервал установки ясса определяется путем расчета с применением специализированного программного обеспечения, учитывающего степень искривления траектории и коэффициент трения в скважине.*

4.13.6. Направление действия ясса (удар) вниз:

* после приведения ясса в рабочее состояние (зарядки), необходимо разгрузить бурильный инструмент до расчетного веса;
* заблокировать тормоз буровой лебедки и выждать определенное время (см. руководство по эксплуатации ясса: 30-60 сек. – короткий цикл, 2-8 мин – длинный цикл);
* если ясс не сработал, необходимо остановить буровой насос и повторить процедуру зарядки ясса еще раз;
* если ясс не сработал, то необходимо увеличить величину разгрузки бурильного инструмента и выждать еще некоторое время.

4.13.7. Направление действия ясса (удар) вверх:

* после зарядки ясса необходимо увеличить нагрузку до расчетного значения;
* заблокировать тормоз буровой лебедки и выждать определенное время (см. руководство по эксплуатации ясса: 30-60 сек. – короткий цикл, 2-8 мин – длинный цикл).
* если ясс не срабатывает, необходимо увеличить объем подачи бурового насоса и выждать еще некоторое время (нагрузку на ясс не прикладывать);
* если ясс не срабатывает, необходимо остановить буровой насос, и повторить все действия заново.

4.13.8. Причины несрабатывания механического ясса:

* ясс не находится в заряженном состоянии;
* зона прихвата бурильного инструмента находится выше ясса;
* неисправность ясса;
* не учтена открывающая гидравлическая сила;
* неправильный вес нагрузки или разгрузки;
* неизвестная или неправильная установка веса срабатывания;
* чрезмерное трение о стенки скважины.

4.13.9. Причины несрабатывания гидравлического ясса:

* ясс не находится в заряженном состоянии;
* не выждано достаточное количество времени;
* зона прихвата находится выше ясса;
* не учтена открывающая гидравлическая сила;
* неправильно выбранная величина нагрузки или разгрузки;
* чрезмерное трение о стенки скважины.

# **5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ С ОБОРУДОВАНИЕМ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПУСКОПОДЪЕМНОЙ ОПЕРАЦИИ**

## **5.1. ОБЩИЕ**

5.1.1. При приеме вахты бурильщик Бурового Подрядчика обязан проверить тормозную систему буровой лебедки, талевую систему, предохранительные серьги боковых рогов и предохранительная защелка крюка, элеваторы, работоспособность КИПиА, ПВО, КШ и КО.

*Примечание: данные рекомендации могут быть приемлемы для оборудования российского производства и могут отличаться от рекомендаций применимых к импортному оборудованию. В таком случае, применяются требования, разработанные заводами – изготовителями импортного оборудования. На все оборудование импортного производства должно быть разрешение на эксплуатацию, выданное РосТехНадзором Российской Федерации.*

5.1.2. При снижении величины давления в пневмосистеме ниже 6 кгс/см2, работы по спуску или подъему инструмента запрещаются. Эксплуатация талевой системы допускается только при соблюдении технических условий и требований техники безопасности, предъявляемых к работе оборудования.

## **5.2. ТОРМОЗНАЯ СИСТЕМА**

5.2.1. Не допускать попадание на тормозные шкивы масел, промывочной жидкости и воды.

5.2.2. Необходимо проводить полную ревизию тормозной системы с разборкой натяжных болтов.

5.2.3. Запрещается оставлять тормоз буровой лебедки без присмотра, если бурильная колонна находится в скважине. При любом отсутствии в кабине бурильщика работника, выполняющего работы по СПО, необходимо «джойстик» устанавливать в положение «Parking».

## **5.3. ТАЛЕВЫЕ КАНАТЫ**

5.3.1. Каждый канат снабжается антикоррозионной защищенной металлической биркой, на которой указывается:

* завод-изготовитель;
* заводской номер каната;
* условное обозначение каната;
* длина каната в метрах;
* вес каната брутто в килограммах;
* дата изготовления каната;
* под биркой должны быть вложены копия сертификата каната. В сертификате указываются дополнительные сведения о марке защитной смазки, вид сердечника, результаты испытаний и др.

5.3.2. Канат необходимо перетянуть или заменить, не зависимо от величины наработки количества тонн-метров, в случаях если:

* одна из прядей оборвана, вдавлена или на канате имеется выдавливание (расслоение) проволок в одной или нескольких прядях;
* выдавлен сердечник каната или пряди;
* на канате имеется деформация в виде волнистости, местного увеличения или уменьшения диаметра каната;
* число оборванных проволок на шаге свивки каната диаметром до 20 мм составляет более 5%, а на канате диаметром свыше 20 мм - более 10%;
* на канате имеется скрутка («жучок»), перегиб, залом;
* в результате поверхностного износа, коррозии диаметр каната уменьшился на 7% и более;
* при уменьшении диаметра наружных проволок каната в результате их износа, коррозии на 40% и более;
* на нем имеются следы пребывания в условиях высокой температуры (цвета побежалости, окалина) или короткого электрического замыкания (оплавление от электрической дуги).

5.3.3. На всех буровых установках в обязательном порядке должен производиться систематический учет наработки и перепуска талевого каната.

5.3.4. Бурильщик обязан:

* проверять состояние талевого каната перед началом смены, для этого необходимо:
* поднять талевый блок, как можно выше, под ограничитель хода талевого каната (противозатаскиватель), а затем, медленно опуская талевый блок, осмотреть ходовую ветвь;
* данные проверки состояния талевого каната занести в вахтовый журнал;
* ежесменно проверять состояние талевого каната, его «мертвого» конца и фиксировать результаты проверки в журнале проверки предохранительных, блокирующих устройств и оборудования буровых установок;
* один раз в семь дней совместно с механиком центрального инженерно-технологического управления производить визуальный и инструментальный контроль состояния талевого каната с целью выявления дефектов, результаты проверки необходимо фиксировать в журнале Бурового Подрядчика.
* необходимо вести журнал учета наработки талевого каната (форма журнала устанавливается Бурового Подрядчика) и заполнять ее после каждого рейса и после спуска каждой обсадной колонны.

*Примечание: Подрядчик, для учета износа и контроля периодичности смены талевого каната, использует единые правила (инструкции), разрабатываемыми Подрядчиком, в соответствии с правилами безопасности и нормальной практикой ведения буровых работ в данном регионе.*

## **5.4. ЭЛЕВАТОРЫ, СПАЙДЕРЫ, ШТРОПЫ**

5.4.1. Все элеваторы должны иметь паспорта (паспорт поставляется с изделием), в которых указываются номер, грузоподъемность, завод-изготовитель, дата выпуска, номер буровой и время работы, дата и вид ремонта, дата проверки, и акты УЗД.

5.4.2. Каждый элеватор должен иметь на корпусе четкий номер и число, показывающее грузоподъемность.

5.4.3. Элеваторы должны иметь устройство против самопроизвольного открытия защелок при резкой посадке бурильной (обсадной) колонны во время спуска в скважину.

5.4.4. Запрещается работать элеватором без паспорта, а также имеющего:

* выработку венца более 3 мм по высоте;
* люфт шарнирного пальца более 2 мм;
* погнутость нижнего основания корпуса;
* неисправные фиксаторы штропов.

*Примечание: После полугодовой эксплуатации элеватора необходимо произвести полную ревизию с разборкой его по деталям, обратив при этом особое внимание на шарнирный палец и выработку отверстия под палец элеватора.*

5.4.5. Элеваторы подвергаются полной ревизии и проверке методами неразрушающего контроля в соответствии с графиком периодичности проведения проверок, не реже одного раза в течение 12 месяцев.

5.4.6. Разница в длине пары штропов не должна превышать 6 мм.

5.4.7. В случае если вовремя подъема (подрыва) колонны труб произошел разрыв одного из штропов, дальнейшие работы необходимо немедленно прекратить, колонну труб оставить без движения (для удержания колонны труб на весу использовать клинья клинового захвата и спайдер). Дальнейшие работы необходимо вести под руководством технического руководителя Бурового Подрядчика и мастера по сложным работам.

## **5.5. ЗАХВАТ КЛИНОВОЙ ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ**

5.5.1. Запрещается производить спуск всех видов труб с использованием некомплектных или не соответствующего размера элементов клиновых подвесок диаметру спускаемых труб в скважину.

5.5.2. При каждой смене клиньев ПКР необходимо производить их тщательный осмотр, проверяя крепление сухарей, пальцев фиксации и наличие трещин.

# 

# **6. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ СПО**

6.1.1. Все КНБК должны быть указаны в индивидуальном плане-программе на бурение скважины и если, в процессе выполнения работы возникает необходимость использовать другую КНБК, то новый вариант необходимо согласовать с УСБ и УТиИБ.

*Примечание: все изменения КНБК вносятся в план-программу на буровой и в отчет по бурению скважины.*

6.1.2. Перед каждой сборкой КНБК необходимо измерять длину, диаметр (наружный и внутренний) элементов КНБК и фиксировать данные измерений в технологическом журнале Подрядчика ННБ.

6.1.3. По данным измерений, необходимо составить схему КНБК с указанием необходимых размеров и перед спуском в скважину согласовать КНБК с супервайзером.

6.1.4. При проведении первичной сборки бурильного инструмента необходимо произвести контрольные измерения длины каждой бурильной трубы и составить реестр бурильного комплекта инструмента. При проведении СПО необходимо постоянно вести учет количества спущенных свечей, вести общую меру бурильной колонны (спускаемых или извлекаемых из скважины труб).

6.1.5. Необходимо фиксировать меру бурильных труб в буровом журнале Подрядчика при передаче вахты.

6.1.6. Заход ведущей трубы необходимо мерить метровой линейкой от стола ротора.

6.1.7. При неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя нагрузки на талевую систему, неисправности подъемного оборудования (лебедки) и инструмента (машинный ключ, верхний привод) - проводить СПО на буровой установке запрещается.

6.1.8. Для предотвращения попадания в скважину посторонних предметов, которые могут стать причиной заклинивания бурильной колонны или выхода из строя другого оборудования, необходимо выполнять следующие мероприятия:

* при СПО применять «обтюраторы» полностью закрывающие отверстия стола ротора и соответствующие диаметру труб;
* после полного извлечения бурильной колонны из скважины, необходимо сразу же закрывать устье на столе ротора;
* бурильщику Бурового Подрядчика необходимо постоянно контролировать действие работников буровой вахты возле устья скважины;
* запрещается производить какие-либо работы на буровой установке при открытом устье скважины;
* сухари, вкладыши и другие детали машинных ключей должны быть закреплены и зашплинтованы в соответствии с правилами их безопасной эксплуатации завода-изготовителя.

6.1.9. Во всех случаях падения посторонних предметов в скважину, информация об этом должна быть немедленно сообщена Подрядчику и Обществу. Дальнейшие работы на скважине производятся по отдельному плану Подрядчика, согласованного Обществом.

6.1.10. При выполнении СПО, если возникли посадки бурильного инструмента или затяжки более 15% от собственного веса, (для секции кондуктора посадки или затяжки более 20%), по возможности, необходимо поднять (спустить) бурильный инструмент от проблемного интервала на длину 15-20 метров и проработать этот интервал ствола скважины. При получении посадки принять меры по недопущению зарезки нового ствола скважины. В случае неполучения прохождения КНБК без циркуляции и без вращения, при этом допускается нагрузка полным весом колонны, следующий шаг - вращение 20-40 оборотов без циркуляции, резкие подходы к забою, следующий шаг - восстановить циркуляцию (в 5-10 метрах выше посадки) попробовать пройти проблемный интервал без вращения. Во всех случаях инструмент должен расхаживаться без остановок, при этом скорость движения вниз должна быть не меньше чем при бурении.

6.1.11. Проработку интервала следует начинать с малой производительности насоса и постепенно (после стабилизации давления) увеличивать объем подачи бурового раствора до проектной величины (постоянно контролировать величину давления в нагнетательной линии, не допуская гидроразрыва пласта).

*Примечание: в случае жесткой посадки или затяжки бурильного инструмента, бурильщик Бурового Подрядчика выполняет все указания Подрядчика ННБ, который обязан находиться при этом на буровом станке (при отсутствии Подрядчика ННБ, бурильщик незамедлительно извещает ННБ, бурового мастера, супервайзера о жесткой затяжке или посадке и дальше действовать под их руководством).*

6.1.12. Необходимо контролировать выход бурового шлама из скважины на виброситах, определить его объем выхода и характер (выбуренная порода или обвальный шлам).

6.1.13. Продолжить СПО бурильного инструмента можно только после полного устранения посадок (затяжек).

*Примечание: необходимо зафиксировать проблемный интервал (по стволу скважины) затяжек (посадок) в суточном рапорте и в отчете по бурению скважины.*

6.1.14. После получения информации ГИС (кавернометрии) необходимо проанализировать данные по проблемным интервалам скважины, зафиксированные ранее во время выполнения СПО, и обсудить полученные результаты с геологической службой Общества (для уточнения геологического строения и проектных решений по безопасному бурению следующих скважин).

6.1.15. Во время выполнения СПО, необходимо визуально контролировать уровень бурового раствора на устье скважины и своевременно производить, долив скважины буровым раствором.

*Примечание: параметры бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от параметров находящегося в скважине бурового раствора.*

6.1.16. На время проведения СПО и смены КНБК, Подрядчик назначает ответственного исполнителя из состава буровой вахты, для контроля над объемом доливаемого бурового раствора в скважину и вытеснения бурового раствора из скважины (при спуске).

6.1.17. Таблица с информацией по объемам вытесняемого и доливаемого раствора в скважину, в зависимости от типоразмера бурильной и обсадной колонны, должна находиться на буровой установке для информации буровой вахты.

6.1.18. Отклонение от расчетного объёма, указывает:

* + на наличие поглощения бурового раствора в скважине;
  + образование сальника на КНБК или начало проявления в скважине;
  + в случае обнаружения вышеуказанных признаков, необходимо принимать меры по предотвращению осложнения ствола скважины.

*Примечание: в случае отсутствия вытеснения бурового раствора из скважины (или снижение интенсивности выхода бурового раствора), для вызова циркуляции буровым насосом необходимо:*

* + *поднять КНБК на 30 - 50м, приступить к восстановлению циркуляции с минимальной производительностью;*
  + *постоянно контролировать величину давления в нагнетательной линии, не допуская гидроразрыва пласта.*

6.1.19. Бурильный инструмент при СПО, необходимо поднимать со скоростью, не допускающей эффекта поршневания скважины. Производить СПО при наличии сифона или поршневания запрещается.

*Примечание: При появлении (сифона или поршневания) подъем инструмента следует прекратить и произвести промывку ствола скважины с вращением и расхаживанием бурильной колонны. При невозможности устранить сифон, подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство объемов извлекаемого и доливаемого раствора.*

6.1.20. Подъем бурильного инструмента должен быть прекращен, если при заполнении скважины буровым раствором до устья, разница между контрольной величиной объема долива и фактическим объемом будет более 0,5м³.

6.1.21. Спуск бурильной колонны необходимо осуществлять при непрерывном контроле объема вытесняемого бурового раствора. При бурении скважины ВЗД, необходимо применять переливной и обратный клапан.

6.1.22. При возникновении затяжек бурильного инструмента при проведении СПО и росте величины давления, при промывке ствола скважины в проблемных интервалах (косвенный признак недостаточно хорошей очистки ствола скважины от выбуренной породы), необходимо увеличить объем промывки скважины буровым раствором, выполняя при этом, расхаживание и вращение бурильного инструмента (с максимально допустимой частотой для оборудования, желательно не менее 100 об/мин), до нормализации ситуации с давлением и ликвидации затяжек бурильного инструмента.

*Примечание: необходимо контролировать выход бурового шлама на виброситах, определить объем его выхода и характер (выбуренная порода или обвальный шлам).*

6.1.23. После длительных перерывов в бурении скважины (время открытого ствола скважины согласовывается с УТиИБ), спуск бурильного инструмента в скважину необходимо производить с промежуточными промывками, выравнивая параметры бурового раствора:

* + в башмаке последней спущенной колонны;
  + и далее, в зависимости от фактического состояния ствола скважины;
  + не допускается проведение ГИС, спуск обсадных колонн в случае длительных перерывов, (время открытого ствола скважины согласовывается с УТиИБ). Спуск бурильного инструмента на шаблонировку скважины, необходимо производить с промежуточными промывками, выравнивая параметры бурового раствора.

# **ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ ПРИ ПРОМЫВКАХ, БУРЕНИИ И ПРОРАБОТКАХ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

**7.1. БУРОВОЙ РАСТВОР**

7.1.1. Тип бурового раствора и его свойства, должны соответствовать рабочему проекту на строительство скважин и в комплексе с технологическими мероприятиями процесса проходки ствола, обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями и минимальным ущербом окружающей среде.

7.1.2. Перед началом бурения скважины, необходимо иметь на кустовой площадке достаточное количество кольматанта и химических реагентов, для планового выполнения работ по проводке скважины. Необходимый запас должен включать специальные кольматирующие добавки или составы для буровых растворов, используемые для ликвидации значительных поглощений.

*Примечание: специальные кольматирующие добавки или составы, должны легко разрушаться под действием кислот.*

7.1.3. Параметры бурового раствора (удельный вес, условная вязкость) замеряются через один час, водоотдача два раза в течение работы одной смены буровой вахты, с записью в журнале Подрядчика по буровым растворам.

*Примечание: при отклонениях одного из параметров от указанных в программе бурения, Подрядчик немедленно извещает об этом супервайзера.*

7.1.4. Расширенный анализ свойств бурового раствора производится не реже двух раз в сутки (не менее 15 параметров).

*Примечание: при видимом ухудшении свойств бурового раствора, необходимо незамедлительно поставить в известность об этом Подрядчика по буровым растворам.*

7.1.5. Бурение верхнего интервала скважины 0-650 метров (кондуктор), необходимо производить на буровом растворе с условной вязкостью 90-120 сек. Бурение интервала скважины 650-2000 метров (техническая колонна), начинать только при наличии на буровой бурового раствора в объёме соответствующего программе бурения скважины.

7.1.6. Необходимо заранее, за 50 метров выше кровли продуктивного пласта, газонасыщенной части, привести параметры бурового раствора до требуемых значений, указанных в программе производства работ.

## **7.2. ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА И СИСТЕМА ОЧИСТКИ**

7.2.1. Необходимо максимально эффективно использовать возможности оборудования механической очистки бурового раствора от выбуренной породы.

7.2.2. Необходимо должным образом настроить работу оборудования системы очистки и грамотно, своевременно использовать все ее возможности.

7.2.3. Необходимо поддерживать в рабочем состоянии и своевременно производить техническое обслуживание всего оборудования очистной системы.

## **7.3. БУРЕНИЕ ПОД НАПРАВЛЕНИЕ, КОНДУКТОР, ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ**

7.3.1. При бурении под направление, кондуктор необходимо:

* + постоянно использовать пескоотделитель и осушающее вибросито (илоотделитель и центрифугу задействовать по потребности). Вследствие высокой механической скорости бурения, рекомендуется оптимизировать работу оборудования механической очистки бурового раствора;
  + устанавливать минимально возможные типоразмеры сеток на вибросита обратить особое внимание на устойчивую и эффективную работу пескоотделителей;
  + на шнековом конвейере для перемещения выбуренного шлама необходимо применять концевые выключатели на люках, для предотвращения случайного травмирования работников; шнековый конвейер должен иметь необходимую теплоизоляцию, а также обогреваемый контур;
  + каждый двигатель, установленный на оборудовании системы очистки должен быть во взрывозащищенном исполнении.

*Примечание: учитывая большое поступление песка при бурении этого интервала, насадки должны быть большого диаметра; давление подачи раствора центробежным насосом в гидроциклон – не менее 2,5 кгс/см²; необходимо периодически измерять плотность пульпы гидроциклонов (должна быть 1,52-1,68 г/см³); содержание песка в растворе необходимо постоянно замерять и не допускать рост более 2% по объему. Необходимо контролировать эффективность работы гидроциклонов путем замера плотности бурового раствора до его прохождения через гидроциклон и после него. В случае если в растворе после гидроциклона будет большое количество песка, то необходимо установить насадки большего диаметра.*

7.3.2. При бурении под эксплуатационную колонну:

* + на протяжении бурения интервала следует постоянно использовать пескоотделитель и илоотделитель, центрифугу, на вибросита следует устанавливать сетки с минимально возможным размером ячейки; содержание песка в растворе должно постоянно замеряться и не превышать 1% по объему;
  + вследствие высокой механической скорости бурения, рекомендуется использовать шнековые конвейеры высокой производительности;
  + для оперативного контроля над работой циркуляционной системы, во время строительства скважин на объектах, механик Бурового Подрядчика (совместно с Подрядчиком по буровым растворам) периодически проводит мониторинг эффективности работы оборудования системы очистки;
  + перед началом бурения интервала с продуктивными пластами, необходимо проверить наличие на буровой насадок для гидроциклонов, илоотделителя и работоспособность центробежных насосов (при необходимости, выполнить ревизию и ремонт);
  + на буровой необходимо иметь двойной комплект сеток для бурения интервала;
* в процессе бурения скважины, должен быть установлен постоянный контроль над техническим состоянием оборудования системы очистки и чистотой растворных емкостей. Отметки о техническом состоянии оборудования системы очистки, должны ежесуточно делаться в вахтовом журнале Бурового Подрядчика (контроля бурового раствора);
  + текущая информация о состоянии сообщается супервайзеру;
  + не допускается накопление осадка в приемных емкостях, из которых он может попадать в приемы буровых насосов.

**7.4. ПРОМЫВКИ И ОЧИСТКА СТВОЛА**

7.4.1. Перед началом бурения, проработки ствола, необходимо восстановить циркуляцию в стволе скважины, начиная с минимальной подачи бурового насоса, не допуская гидроразрыва пласта.

7.4.2. Промывку скважины от выбуренной породы необходимо производить при максимально допустимой производительности буровых насосов и максимально допустимой частоте вращения бурильной колонны, при этом, долото не должно находиться на забое, необходимо постоянно, без остановки, производить расхаживание бурильного инструмента (на длину свечи).

*Примечание: режим промывки скважины и расхаживания бурильного инструмента устанавливается программой работ, в случаи необходимости корректируется Супервайзером в зависимости от состояния ствола скважины, учитывая рекомендации, полученные от Подрядчиков.*

7.4.3. Для избегания образования желоба и ухода ствола скважины от программной траектории (в горизонтальных участках) не допускается производить промывку скважины без движения бурильного инструмента.

7.4.4. При достижении проектного забоя разбуриваемой секции скважины, время промывки ствола скважины должно составлять не менее регламентируемого в ППР, при этом, необходимо производить контроль над количеством выхода шлама из скважины на вибросита (при необходимости, можно увеличить время промывки ствола скважины). Во время промывки необходимо прокачать через открытый ствол очищающую пачку, для улучшения выноса выбуренной породы, установить в открытом стволе кольматирующую пачку с высоким содержанием кольматанта и смазывающих добавок.

*Примечание: при необходимости, в случае отсутствия переливного клапана в составе КНБК, допускается использование противосифонной пачки бурового раствора, закачиваемой в бурильный инструмент, перед полным подъемом КНБК из скважины.*

7.4.5. Промывки ствола скважины перед наращиванием бурильного инструмента (при бурении кондукторов):

7.4.6. При бурении скважины в верхних неустойчивых породах, перекрываемых кондуктором, одной из главных задач является сокращение времени бурения интервала. Для того чтобы снизить негативные риски и их последствия, такие как:

* + кавернообразование в несцементированных и неустойчивых песках;
  + водопроявление или поглощение бурового раствора, а также неустойчивости (осыпания) стенок ствола;
  + обвалы активных глин вследствие их гидратации (набухания).

7.4.7. Необходимо помнить, что при высоких скоростях проходки (60-100 м/час), выбуривается большой объем шлама, поэтому необходимо увеличивать время промывки ствола скважины перед наращиванием, учитывая, что продолжительные промывки способствуют образованию дополнительных и увеличению в размерах уже существующих каверн (места скопления шлама). Также, во время промывки, присутствует высокий риск забуривания нового ствола в интервале набора параметров кривизны скважины (в пластинчатых глинах).

7.4.8. Промывки ствола скважины производить с режимом, указанным в проекте производства работ (индивидуальная программа бурения).

7.4.9. При бурении проницаемых пластов скважины, с высокой механической скоростью перед наращиванием необходимо увеличить время промывки, для обеспечения полного выноса выбуренного шлама на поверхность (необходимо снизить величину репрессии на проницаемый пласт из-за высокого содержания выбуренного шлама в буровом растворе, кольцевого пространства скважины).

*Примечание:*

* *величина времени промывки уточняется Подрядчиком по буровым растворам;*
* *если при отрыве от забоя долота наблюдаются затяжки бурильного инструмента (увеличение веса бурильного инструмента), то необходимо поднять долото в зону «головы» КНБК и проработать (промыть) данный участок ствола скважины на длину 50-75 метров (величина интервала проработки определяется наличием затяжек или посадок;*
* *время промывки ствола скважины - минимум два цикла затрубного пространства (за один цикл принимается один объем затрубного пространства). Увеличение циклов согласовывается с представителем Общества.*

7.4.10. Промывки перед наращиванием бурильного инструмента при бурении горизонтального участка: продолжительность промывки перед каждым наращиванием согласовываются с Подрядчика ННБ, и супервайзером;

**7.5. ПОГЛОЩЕНИЯ**

7.5.1. Предпосылками для возникновения поглощений являются часто встречающиеся низкие значения пластовых давлений в продуктивных пластах (проницаемых пластах), низкие значения градиентов давлений поглощения. Поглощение — это уменьшение объема циркулирующего бурового раствора и (или) снижение уровня в скважине при остановке.

7.5.2. Поглощение происходит в результате превышения суммарного давления (гидростатического и гидродинамического) над пластовым давлением. Предпосылками для возникновения поглощений являются часто встречающиеся низкие значения пластовых давлений в продуктивных пластах и низкие значения градиентов давлений.

7.5.3. Дополнительное гидродинамическое давление обусловлено скоростью спуска бурильной или обсадной колонны, вязкостью и статическим напряжением сдвига бурового и тампонажного раствора, скоростью и характером течения жидкости в кольцевом пространстве при промывках и цементировании.

7.5.4. При бурении скважин поглощение бурового раствора может вызвать ряд других осложнений. К ним относятся: обрушение стенок скважины, газонефтеводопроявление, прихваты бурильной колонны, неудачные цементирования, смятие обсадных колонн и др.

7.5.5. В зависимости от величины превышения давления, параметров бурового раствора и свойств пласта, поглощение может быть различной интенсивности, а именно:

* + частичное поглощение - без прекращения циркуляции;
  + полное поглощение - с прекращением циркуляции, но без падения уровня жидкости в скважине;
  + катастрофическое поглощение - с падением уровня жидкости в скважине.

7.5.6. Ликвидация поглощения осуществляется путем технологических остановок, снижения перепада давления или путем ввода наполнителей или закупоривающих смесей. Ввиду особенностей поглощения в различных отложениях, ниже приводятся рекомендации по их ликвидации в различных отложениях.

**7.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ**

7.6.1. В целях ограничения репрессии и снижении вероятности гидроразрыва пласта и поглощений бурового раствора необходимо выполнять следующие меры:

* выдерживать скорости движения инструмента во время СПО, наращиваний и проработок. Избегать больших колебаний гидродинамического давления в скважине, скорость спуска бурильной колонны за 200 метров от кровли поглощающего горизонта и (или) вскрытого пласта должна быть снижена и не превышать 0,7 м/сек, ниже и в самом пласте - не более 0,4 м/сек. В процессе проработки скважины скорость подачи бурильного инструмента не должна превышать 1-3 м/мин;
* ограничить скорость проходки. Высокая скорость проходки приводит к перегрузке раствора в кольцевом пространстве шламом, что в свою очередь приводит к чрезмерному увеличению плотности раствора, и, как следствие, к поглощению, особенно в случае низкой эффективности очистного оборудования. При высоких скоростях бурения и появлении признаков плохого выноса шлама из скважины (затяжки при наращиваниях, скачки давления) увеличивать время промывок с расхаживанием до стабилизации давления и ликвидации затяжек. Привести реологические параметры в норму при их слишком малых значениях, не удовлетворяющих требованиям обеспечения выноса шлама;
* при появлении затяжек, во время подъема инструмента, промыть и проработать скважину, не допуская прохождения интервала затяжек без циркуляции. Промывку начинать с минимальной производительностью, ступенчато увеличивая её, по мере стабилизации давления, до необходимой (указанной в ГТН). Промывки ствола скважины необходимо производить с расхаживанием инструмента;
* при выполнении СПО, необходимо контролировать объёмы долива и вытеснения бурового раствора в целях своевременного обнаружения возможного поглощения бурового раствора и принятия, соответствующих мер для ликвидации;
* обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы, используя все возможности оборудования системы очистки, чтобы не допустить увеличение концентрации выбуренной породы выше 7% (общая концентрация) в буровом растворе;
* поддерживать показатель фильтрации, плотность бурового раствора в пределах ГТН;
* не допускается превышение значений СНС выше указанных в программе промывки;
* не допускается превышение коэффициента тиксотропии выше 2,5 (отношение значения напряжения сдвига за 10 мин к напряжению за 10 сек). При отклонениях, прежде всего, устраняется причина коагуляции (высокое содержание твёрдой фазы, бикарбонатная, цементная и другие виды химической агрессии). Производится обработка полимерами – стабилизаторами для снижения коагуляции.

7.6.2. При поглощениях, вызванных превышением эквивалентной циркуляционной плотности над градиентом гидроразрыва, особенно важными являются меры по снижению эквивалентной циркуляционной плотности - необходимо выполнить следующее:

* + при бурении или проработке горизонтального участка ствола скважины с низкими пластовыми давлениями следует ограничить механическую скорость;
  + при бурении или проработке горизонтального участка ствола скважины подача бурового насоса согласовывается с подрядчиком ННБ;
  + использовать бурильный инструмент и КНБК с минимально возможным внешним диаметром;
  + снизить удельный вес и реологические свойства бурового раствора до минимально допустимых значений;
  + прекратить углубление скважины и промыть ствол с одновременным вращением и расхаживанием бурильного инструмента;
  + ограничить подачу насоса и прокачать очищающую пачку бурового раствора;
  + прошаблонировать ствол скважины до башмака обсадной колонны;
  + прокачать кольматационную «пачку» бурового раствора;
  + минимизировать величину времени на бурение с корректированием параметров кривизны ствола скважины (слайдирование).

7.6.3. При потере циркуляции бурового раствора, циркуляцию необходимо восстанавливать с минимальной производительностью, с постепенным увеличением, при этом до окончания работ по восстановлению циркуляции, необходимо постоянно контролировать величину давления на стояке манифольда и объем выхода бурового раствора из скважины.

*Примечание:* *при восстановлении циркуляции бурильщик Бурового Подрядчика выполняет все операции только с указания Супервайзера:*

* + - * *периодически, по мере необходимости, необходимо промывать ствол скважины с постоянным вращением и расхаживанием бурильного инструмента, до видимого уменьшения количества выхода шлама из скважины на вибросита;*
      * *после набора проектных параметров кривизны ствола скважины, необходимо продолжить бурение с соблюдением мероприятий перед наращиванием бурильного инструмента.*
      * *при незначительных объемах поглощения бурового раствора, необходимо дополнительно ввести кольматант по циклу циркуляции (специально подобранного по размеру по рекомендации Подрядчика по буровым растворам).*
      * *при поглощениях более 10% объема бурового раствора, необходимо использовать кольматационные пачки - все материалы должны быть 100% кислоторастворимыми при бурении продуктивного пласта.*
      * *перед вскрытием продуктивного пласта, необходимо довести процент содержания кольматанта в буровом растворе до согласованного с УТиИБ значениями.*
      * *контроль над содержанием кольматанта в буровом растворе производить в лаборатории Подрядчика по сопровождению буровых растворов.*

*Примечание: данные измерений необходимо вносить в суточный рапорт по бурению скважины, который предоставляется Подрядчиком по буровым растворам Супервайзеру.*

**7.7. МЕРЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ**

7.7.1. При возникновении поглощения необходимо установить глубину зоны поглощения по показаниям станции ГТИ, (но возможно могут поглощать вышележащие пласты) определить интенсивность поглощения:

* + незначительное поглощение до 1,5 м³/ч;
  + частичное поглощение 1,5 – 16 м³/ч;
  + полное поглощение статический уровень до 150 м;
  + катастрофическое поглощение статический уровень 150 – 300 м.

7.7.2. При бурении продуктивного пласта все материалы, используемые для предотвращения и ликвидацию поглощений должны быть на 100% кислоторастворимыми.

7.7.3. Меры по ликвидации незначительных поглощений:

* + рекомендуется заранее обработать раствор инертными наполнителями (по рекомендациям Подрядчика по буровым растворам) с общей концентрацией 9-12 кг/м³;
  + перед вскрытием продуктивного горизонта заменить часть раствора на свежеприготовленный с концентрацией CaCO3 – 100 кг/м³;
  + при появлении плавных поглощений, необходимо добавить по циклу циркуляции 30-50 кг/м³ дополнительного подобранного по размеру CaCO3 (50, 150 микрон).

7.7.4. В случае возникновения поглощения интенсивностью 0,2-0,5 м³/ч необходимо рассмотреть возможность увеличить концентрацию наполнителей (по рекомендациям Подрядчика по буровым растворам) до 25-30 кг/м³. По возможности следует сменить сетки вибросит на более крупные, чтобы снизить потери наполнителя на очистке. Данную обработку следует предварительно согласовывать со всеми заинтересованными сторонами, т.к. существует опасность закупоривания телесистемы MWD и забойного двигателя.

7.7.5. Если же поглощение не удалось ликвидировать указанным выше способом, либо его интенсивность превышает 0,5 м³/час, то следует предпринять следующие меры:

* + поднять бурильный инструмент с постоянным доливом скважины и контролем уровня бурового раствора в скважине, произвести спуск воронки;
  + спустить воронку на 100-150м выше зоны поглощения (безопасную с точки зрения прихватоопасности);
  + технологический отстой скважины;
  + приготовить кольматационную «пачку» раствора с наполнителем;
  + спустить воронку в область зоны поглощения;
  + закачать кольматационную «пачку» раствора при небольшой подаче насоса (ламинарный режим течения). Продавку осуществлять буровым раствором;
  + объем продавки выбрать таким образом, чтобы поместить кольматационную «пачку» раствора в зоне поглощения;
  + поднять воронку на 100-150м выше зоны поглощения (в безопасную зону);
  + закрыть превентор. Создать давление в затрубном пространстве 3-5 атм, при этом давление в скважине не должно превышать давления гидроразрыва самого слабого пласта;
  + оставить скважину в таком состоянии на 4-8 часов;
  + если поглощение ликвидировано, то производится подъем воронки, спуск инструмента и дальнейшее бурение скважины;
  + если поглощение не ликвидировано, перейти к мерам для ликвидации частичных поглощений.

7.7.6. Меры по ликвидации частичных поглощений:

* + поднять бурильный инструмент с постоянным доливом скважины и контролем уровня бурового раствора в скважине, произвести спуск воронки;
  + приготовить кольматационную «пачку» раствора с наполнителем;
  + спустить воронку в область зоны поглощения;
  + закачивать кольматационную «пачку» при ламинарном режиме до выхода «головы» пачки из воронки. Перейти на подачу 0,3-0,5 м³/мин. Выдавить 5 м³ кольматационной «пачки» в кольцевое пространство;
  + остановить буровой насос. Выдержать 20-30 мин;
  + прокачать следующие 5 м³ кольматационной «пачки»;
  + остановить насос, выдержать 20-30 мин;
  + повторить операцию;
  + после появления циркуляции закрыть превентор и продавливать «пачку» со скоростью 0,1 м³/мин, не превышая давления на устье в 7 атм. Продавку осуществлять в течение 30-60 мин. При необходимости приготовить еще одну «пачку» аналогичного состава;
  + если поглощение ликвидировано – подъем воронки, спуск бурильного инструмента и дальнейшее бурение скважины. Если поглощение не ликвидировано, перейти к мерам для ликвидации полных поглощений.

7.7.7. Меры по ликвидации полных поглощений:

* + поднять бурильный инструмент с постоянным доливом скважины и контролем уровня бурового раствора в скважине, произвести спуск воронки. Приготовить кольматационную «пачку»;
  + действия по продавке кольматационной «пачки» полностью аналогичны действиям, описанным выше;
  + если поглощение ликвидировано – подъем воронки, спуск инструмента, бурение;
  + если поглощение не ликвидировано – увеличить концентрацию наполнителей (по рекомендациям Подрядчика по буровым растворам). Использовать объем пачки – 40 м³;
  + если описанные выше процедуры не привели к ликвидации поглощения, следует перейти к установке цементного моста.

7.7.8. При потере циркуляции необходимо восстанавливать с производительностью бурового насоса 3-14л/сек, с постепенным переходом до производительности не менее 56л/сек до полного выхода шлама, но не менее чем 30 минут.

7.7.9. Постоянно контролировать давления на стояке манифольда. Через каждые 150 м проходки промывать ствол скважины с производительностью не менее 56 л/сек в течение 30-40 минут с постоянным вращением инструмента, расхаживанием инструмента на длину свечи.

**7.8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

7.8.1. Буровому Подрядчику необходимо проверить работоспособность всех регистрирующих приборов, связи с буровой установкой и Супервайзером.

7.8.2. После проведения ГИС (окончательного каротажа), необходимо произвести шаблонирование ствола скважины по плану работ на спуск обсадной колонны. Подрядчик ННБ формирует свое предложение по составу КНБК для шаблонирования скважины (учитывая состояние ствола скважины и фактический режим бурения интервала) и направляет Супервайзеру на согласование.

7.8.3. После шаблонировки ствола скважины, по окончании промывки на забое, необходимо установить в открытом стволе кольматирующую и смазывающую пачку бурового раствора в интервале продуктивных пластов.

*Примечание: подъем бурильного инструмента, 300 метров от забоя скважины, необходимо производить с минимальной скоростью.*

7.8.4. При первых же симптомах поглощения необходимо Подрядчику по буровым растворам готовить кольматационную пачку.

7.8.5. Вызов циркуляции на забое скважины необходимо начинать с минимальной подачи бурового насоса 2-6 литр/сек, постепенно увеличивая подачу до половины от максимальной проектной величины, и после выхода забойной пачки, необходимо увеличить объем подачи бурового насоса до максимальной проектной величины.

7.8.6. Необходимо контролировать величину давления в нагнетательной линии и объем выноса шлама из скважины.

7.8.7. Необходимо постоянно расхаживать бурильный инструмент на длину свечи во время промывки со скоростью до 0,25 м/сек.

7.8.8. В случае увеличения объема выхода шлама из скважины необходимо увеличить время промывки.

7.8.9. При росте величины давления и снижении объема выхода циркуляции расхаживание колонны необходимо прекратить.

7.8.10. При невозможности вызова циркуляции, либо при сниженном объеме выхода бурового раствора из скважины во время циркуляции (частичной), необходимо колонну поднять до глубины предыдущей промывки.

7.8.11. В случае возникновения поглощения бурового раствора в скважине, во время спуска колонны, работы по ликвидации поглощения необходимо производить, соблюдая программу по промывке скважин.

*Примечание: в случае возникновения ситуации, не предусмотренной программой по промывке скважины, все отклонения от программы согласовываются Супервайзером.*

7.8.12. В программе по цементированию эксплуатационной колонны объем общего буфера необходимо предусматривать в количестве не менее 10м³. В составе гель-цементной части тампонажного раствора необходимо использовать кольматирующие добавки в начальной и конечной части от общего объема.

7.8.13. Режимы закачивания и продавки тампонажного раствора в скважину необходимо моделировать с использованием специальной гидравлической программы по цементированию скважины перед началом выполнения работ, с учетом фактического состояния ствола скважины.

*Примечание: расчет моделирования гидравлического процесса цементирования скважины необходимо обсудить с участием с Подрядчика по цементированию скважин, Общества.*

7.8.14. При выполнении спуска бурильного инструмента (обсадной колонны) для избегания поглощения бурового раствора, не допускается увеличение скорости спуска бурильного инструмента (обсадной колонны) более 0.4 метр/сек.

7.8.15. При интенсивном поглощении бурого раствора в скважине, запрещается оставлять без движения бурильный инструмент (обсадную колонну).

7.8.16. При возможности, необходимо вывести бурильную колонну (обсадную колонну) из зоны поглощения и продолжить специальную обработку бурового раствора кольматирующими добавками.

7.8.17. Рекомендуется использовать инструмент (датчик) в составе КНБК для измерения давления во время бурения, что позволит контролировать скважинное давление и ЭПЦ (эквивалентная плотность циркуляции).

**7.9. ПРИХВАТЫ**

7.9.1. Прихваты бурильной колонны являются одним из наиболее тяжелых видов аварий, т.к. во многих случаях заканчиваются торпедированием инструмента и перебуриванием части ствола скважины. Угроза прихвата труб проявляется по крутящему моменту, величине нагрузки свыше собственного веса бурильной колонны при СПО, при выполнении наращивания бурильного инструмента. Необходимо осознавать причины невозможности свободного хождения бурового инструмента с тем, чтобы можно было принимать обоснованные решения о дальнейших действиях. Подрядчики должны иметь представление о том, почему буровому инструменту угрожает прихват. Причины ограничения подвижности бурового инструмента можно предположить по косвенным признакам, полученным на поверхности. Влияние на движение трубы при подъеме, вращении или спуске с включенным или выключенным буровым насосом, подлипание во время направленного бурения – это примеры признаков, на основе которых можно построить гипотетическую картину происходящего в скважине. Данные, полученные при тщательном изучении шлама, видимого на вибросите, служат признаком источника осложнений в скважине.

7.9.2. Прихваты могут быть результатом:

* перепада давления (дифференциальный прихват);
* сальникообразования;
* обвалов и сужения ствола;
* заклинивания элементов бурильной колонны в стволе скважины;
* седиментации твердой фазы, находящейся в буровом растворе (породы, цемента, утяжелителя) при потере стабильности;
* прихваты могут происходить как в открытом, так и в обсаженном стволе скважины.

7.9.3. Вероятность прихвата бурильных труб определяется (признаки):

* по росту величины крутящего момента;
* по росту величины веса бурильной колонны выше (ниже) собственного веса (при СПО или при выполнении наращивания бурильного инструмента).

7.9.4. Необходимо анализировать причины ухудшения свободного хождения бурового инструмента в скважине, для того чтобы можно было принимать своевременные и обоснованные решения о надлежащих корректирующих мероприятиях.

7.9.5. Буровой Подрядчик обязан производить операции с буровым инструментом квалифицированно – бурильщик и буровой мастер Бурового Подрядчика, должны иметь представление о причинах, приводящих к прихвату и признаках, которые возникают в скважине, когда буровому инструменту угрожает прихват, а также знать:

* влияние на движение бурильных труб в скважине сил трения;
* зависимость величины момента вращения бурильной колонны от состояния ствола скважины и проектного профиля;
* особенности спуска бурильного инструмента в скважину с включенным или выключенным буровым насосом;
* признаки образования осложнения в стволе скважины по анализу выбуренной породы;
* причины сальникообразования и меры по его устранению.

7.9.6. К дифференциальным прихватам относятся прихваты бурильной колонны, происходящие в проницаемых (пористых или трещиноватых) породах при наличии избыточного гидростатического давления, вызывающего фильтрацию жидкости в пласт и образование на стенках скважины глинистой корки.

7.9.7. Сила прихвата зависит от проницаемости породы, величины избыточного давления, характеристики бурового раствора, физико-механических свойств глинистой корки (толщины, проницаемости, коэффициента трения и др.), искривления скважины, конфигурации сечения ствола (наличие желобов и т.п.), размеров и конфигурации бурильной колонны, продолжительности неподвижного контакта между бурильной колонной и глинистой коркой на стенке скважины.

7.9.8. Вероятность поглощений бурового раствора и дифференциального прихвата может быть снижена или сведена к нулю путем распланированного добавления кольматанта с подобранными размерами частиц, который снижает фильтрацию и проникновение бурового раствора. Обработка и поддержание концентрации кольматанта наполнителя в растворе является наиважнейшим фактором, для безаварийного бурения высокопроницаемых пластов.

7.9.9. При обработке пластов мелом (СаСО3 карбонат кальция / мраморная крошка различного фракционного состава), вероятность дифференциального прихвата резко снижается.

7.9.10. Для уменьшения опасности прихвата от перепада давления необходимо выполнять следующие мероприятия [(Приложение 1)](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_1._МЕТОДИЧЕСКИЕ):

* отдел сопровождения бурения скважин [Управления геологического сопровождения бурения скважин](http://vn-www.rosneft.ru/search_employee/department/32407) обязано уточнять пластовые давления с максимально возможной точностью и сообщать уточненные данные Подрядчикам, а также, интервалы прихват опасных зон;
* плотность бурового раствора должна подбираться таким образом, чтобы не превышать установленной нормы избыточного давления на пласт, указанной в проекте на бурение скважины, а также не занижать давление, создаваемое на пласт;
* конструкция скважины должна по возможности исключать необходимость создания избыточного давления на проницаемые пласты, превышающего установленную норму. В случае, когда избежать этого невозможно, необходимо выполнять мероприятия уменьшающие опасность прихвата («Мероприятия при бурении скважины в условиях пониженного пластового давления»);
* из анализа опыта бурения скважин в условиях АНПД следует, что для вскрытия продуктивных пластов в большинстве случаев используют промывочные жидкости на водной основе плотностью более 1000 кг/м³, которыми промывают скважину при проходке вышележащих интервалов. Обработка буровых растворов полимерами, введение наполнителей позволяют улучшить их качество и снизить отрицательное влияние на коллекторские и емкостные свойства горных пород;
* однако сверхнормативная репрессия на пласт в условиях АНПД вызывает отрицательное воздействие на продуктивную характеристику пласта. С целью предупреждения разуплотнения пород стенок скважины используется более устойчивая трехфазная пена, которая не разрушается ни на поверхности, ни в стволе скважины и, образуя на стенках скважины глинистую корку, предотвращает появление осложнений при бурении и вскрытии продуктивного пласта.

*Примечание: Буровой Подрядчик, Подрядчик ННБ, Подрядчик по буровым растворам и Супервайзер, ежедневно при планировании работ обязаны обсуждать все превентивные меры по недопущению прихвата бурильного инструмента в скважине.*

7.9.11. При бурении в прихват опасных зонах, оборудование системы очистки бурового раствора должно обеспечивать высококачественную очистку бурового раствора.

7.9.12. Особое внимание следует уделять компоновке низа бурильной колонны. Наименее прихват опасные, при бурении в проницаемых породах, УБТ со спиральными канавками.

7.9.13. Элементы компоновки низа бурильной колонны, устанавливаемые выше калибратора, не должны иметь острых кромок и других деталей, способствующих нарушению глинистой корки на стенках скважины.

7.9.14. Для уменьшения продолжительности вынужденных остановок при нахождении инструмента в прихватоопасной зоне, скважины, бурящиеся с буровой установки с электроприводом, должны иметь исправную аварийную дизель-генераторную установку необходимой мощности.

7.9.15. При спуске бурильного инструмента, перед входом в прихват опасную зону, в башмаке промежуточной колонны или в безопасной зоне скважины, следует произвести проверку аварийного двигателя под нагрузкой, роторной цепи, насосов и т.д. Запрещается входить в прихватоопасную зону при неисправности электрического и другого оборудования.

7.9.16. Наиболее прихватоопасной является вскрываемая часть высокопроницаемого пласта, где идет интенсивная кольматация стенок скважины и формирование глинистой корки, поэтому следует принимать все меры для сокращения времени неподвижного контакта колонны со стенками скважины в этой зоне.

7.9.17. При бурении в особо прихват опасных зонах, долото, после наращивания бурильного инструмента, должно находиться на 5 метров от забоя скважины, для чего следует применять ведущую трубу, значительно длиннее бурильных труб.

7.9.18. Во время работ, связанных с наращиванием бурильного инструмента, необходимо периодически проворачивать бурильную колонну ротором, также исключить оставление бурильного инструмента и обсадных колонн без движения в открытом стволе более 3 минут. При бурении с использованием ВБТ (ведущей бурильной трубы) время оставления бурильной колонны без движения в открытом стволе в процессе наращивания может быть увеличено до 7 минут.

7.9.19. Во время вынужденных остановок в прихват опасной зоне, без промывки скважины, необходимо постоянно расхаживать бурильный инструмент на всю длину квадрата с вращением при спуске вниз. При этом необходимо каждый раз убедиться, что бурильная колонна выбрала свой вес.

7.9.20. Наиболее важными характеристиками бурового раствора, необходимыми для предотвращения или снижения вероятности возникновения дифференциального прихвата являются показатель фильтрации и качество фильтрационной корки.

7.9.21. Рекомендуется поддерживать показатель фильтрации по API ниже 6 мл/30 мин. Также не менее важными являются качество и крайне низкая проницаемость глинистой корки, которые следует рассматривать вне зависимости от значения показателя фильтрации.

7.9.22. К окончанию бурения интервала скважины под эксплуатационную колонну, при соблюдении технологии очистки и обработки бурового раствора, должны быть следующие параметры у бурового раствора: содержание общей твёрдой фазы - не более 7% объема, глинистой коллоидной фазы (МБТ) – не более 50 кг/м³. Это позволит поддерживать липкость корки на низком уровне.

7.9.23. Фильтрация раствора по фильтр-прессу АНИ при вскрытии продуктивных пластов должна быть не выше 6 см³/30 мин.

7.9.24. Использовать смазку в концентрации 5 кг/м³ (2,5-3% по замеру), что позволит поддерживать антифрикционные свойства бурового раствора на необходимом уровне.

7.9.25. Поддерживать при прохождении высокопроницаемых пластов концентрацию мела среднего помола (65 мкм) на уровне 50-60 кг/м³.

7.9.26. Если отмечено поглощение бурового раствора, то в качестве начальной обработки бурового раствора, рекомендуется добавление карбоната кальция (мраморной крошки) мелкого и среднего помола при концентрации каждого вида 50-75 кг/м³. В дальнейшем для восполнения карбоната кальция в буровом растворе, следует добавлять по 50 кг на каждую пробуренную свечу или на каждый час промывки скважины.

7.9.27. При бурении высокопроницаемых пластов часто наблюдаются повышенные механические скорости бурения, что может в определённых условиях спровоцировать дифференциальный прихват за счёт роста количества шлама в кольцевом пространстве и репрессии на проницаемый пласт (использовать таблицы с расчётами повышения плотности при бурении).

7.9.28. В открытом стволе участка скважины при наращивании, СПО фиксировать затяжки и посадки свыше 10тн от собственного веса. При выполнении СПО в открытом стволе участка скважины необходимо периодически фиксировать вес бурильного инструмента (при движении инструмента вверх и вниз через каждые +/- 70 метров).

7.9.29. При появлении признаков прихвата, бурильщик обязан произвести определение типа прихвата.

7.9.30. При появлении признаков прихвата об этом необходимо незамедлительно поставить в известность супервайзера и Подрядчика ННБ.

7.9.31. При возникновении прихвата колонны бурильных труб необходимо определить место и механизм прихвата труб.

7.9.32. Проверить техническое состояние подъемного оборудования (вышка, лебедка, талевая система, талевый канат и его крепление, буровые насосы, индикатор веса).

7.9.33. Определив механизм прихвата труб, необходимо приступать к действиям по освобождению от прихватов, руководствуясь мероприятиями по освобождению прихваченных труб.

7.9.34. Примечание: рабочая таблица должна быть расположена на рабочем месте бурильщика Бурового Подрядчика для принятия оперативных действий по ликвидации прихвата.

7.9.35. Во время установки освобождающей ванны для ликвидации дифференциального прихвата колонны бурильных труб, необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, перед началом работ дополнительно произвести проверку работоспособности ПВО и инструктаж работников по безопасным приемам предстоящих работ. Данные о проведенных проверках и инструктажах, необходимо внести в вахтовый журнал.

**7.10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

### ***7.10.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ***

7.10.1.1. В случае возникновения затяжек бурильного инструмента, необходимо принять незамедлительные меры по восстановлению нормальной подвижности бурильной колонны с интенсивной промывкой скважины и с введением смазывающих добавок в буровой раствор.

7.10.1.2. Во всех случаях при ликвидации аварий, расхаживать бурильную колонну следует с нагрузками в пределах допустимых значений, не превышающих 67% растягивающих нагрузок, соответствующих пределу текучести труб данного класса. Применения растягивающих нагрузок более 67% допускается только после согласования с Обществом.

7.10.1.3. Если после выполнения операций по освобождению, расхаживание с максимальными нагрузками, не удалось ликвидировать прихват и отсутствуют улучшения, следует незамедлительно приступить к установке водяной ванны, с добавлением ПАВ и полимеров.

7.10.1.4. При установке ванн необходимо соблюдать следующую последовательность действий:

7.10.1.5. Освобождающую ванну необходимо ставить из расчёта перекрытия реагентом кольцевого пространства выше места прихвата на 100 –150 м, объём продавочной жидкости необходимо брать из условия равновесия. Из практики объём берётся в пределах 6-10 м³. При установке освобождающей ванны на равновесии 3-5 м³ реагента находится за колонной бурильных труб, и 3-5 м³ в бурильном инструменте. При этом объём продавочной жидкости необходимо взять на 3-5 м³ меньше полного внутреннего объёма бурильного инструмента (если прихвачен низ бурильного инструмента).

*Примечание: не разрешается установка освобождающей ванны с использованием нефти без согласования с Обществом.*

7.10.1.6. Для избегания ГНВП (газонефтеводопроявление) на скважине во время установки освобождающей ванны, объём освобождающей ванны необходимо рассчитывать так, чтобы величина репрессии на проявляющие пласты составляла не менее:

* 10% для скважин глубиной до 1200 метров (интервалов от 0 до 1200 м);
* 5% при глубине скважины от 1200 метров по вертикали до проектной глубины.

*Примечание: для расчета объема освобождающей ванны глубина залегания проявляющих пластов берётся по вертикали.*

7.10.1.7. Во время установки освобождающей ванны для ликвидации дифференциального прихвата колонны бурильных труб, необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, перед началом работ дополнительно произвести проверку работоспособности ПВО и инструктаж работникво по безопасным приемам предстоящих работ. Данные о проведенных проверках и инструктажах, необходимо внести в журнал учета.

7.10.1.8. При расхаживании инструмента, с интервалом в один час, необходимо производить продавку в бурильных трубах освобождающей ванны по 0,5 м³ для выхода дополнительного количества реагента в открытый ствол скважины.

*Примечание: необходимо контролировать величину давления в нагнетательной линии по мере выхода освобождающей ванны из бурильного инструмента, как правило, наблюдается снижение величины давления по мере вытеснения бурового раствора из скважины.*

7.10.1.9. После каждой вытяжки бурильного инструмента необходимо разгружать его полностью, но не резко, во избежание слома бурильных труб в кавернах. При расхаживании инструмента, после установки освобождающей ванны, не допускается превышать величину нагрузки на вышку и талевую систему, а также величину в размере 80% от предела текучести материала труб.

7.10.1.10. Во время установки освобождающей ванны для ликвидации дифференциального прихвата колонны бурильных труб, необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, перед началом работ дополнительно произвести проверку работоспособности ПВО и инструктаж работников по безопасным приемам предстоящих работ. Данные о проведенных проверках и инструктажах, необходимо внести в журнал учета.

### ***7.10.2. ПРОФИЛАКТИКА САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ***

7.10.2.1. Сальник представляет смесь вязкой глинистой массы с частицами выбуренной породы. В зависимости от содержания воды сальники могут обладать различной степенью пластичности. Сальники обычно трудно поддаются разрушению. Сальник вызывает тяжелые прихваты бурильной колонны, заканчивающиеся во многих случаях торпедированием. Подъем бурильной колонны с сальником ведет к другим осложнениям: обвалам, проявлениям и т.п.

7.10.2.2. Сальники могут образовываться как при бурении, так и при проработке и расширении скважины.

7.10.2.3. Причинами образования сальников являются:

* недостаточная выносящая способность восходящего потока 6yрового раствора и резкие изменения его скорости по стволу;
* низкое качество бурового раствора, несоответствие его параметров (вязкость, СНС, водоотдачи, РН и др.), заданным в ГТН;
* недостаточное количество смазочных добавок в буровом растворе;
* плохая очистка бурового раствора;
* применение несоответствующих типов долот при бурении в глинистых породах;
* неправильный режим бурения и промывок;
* нарушение герметичности бурильных труб;
* низкая ингибирующая способность бурового раствора.

7.10.2.4. Признаки образования сальника:

* снижение механической скорости;
* появление затяжек бурильного инструмента при отрыве от забоя КНБК;
* увеличение крутящего момента при вращении инструмента;
* иногда наблюдается возрастание давления в нагнетательной линии на 1-1,5 МПа (10-15 кгс/см2).
* в тяжелых случаях (при непринятии своевременных мер) образование сальника сопровождается резким повышением давления при отрывах долота от забоя или при подходе к забою;
* закупорка скважины со срабатыванием предохранительных клапанов;
* появление затяжек при подъеме и посадок при спуске.

7.10.2.5. Для предотвращения образования сальников необходимо выполнять следующие мероприятия:

* конструкция скважины должна проектироваться с учетом обеспечения достаточной выносящей способности потока бурового раствора по всему стволу скважины, исходя из существующих технических средств, технологических рекомендаций и накопленного опыта;
* компоновка бурильной колонны при бурении в глинистых толщах должна, по возможности, содержать меньше элементов, изменяющих ее сечение (УБТ разного диаметра, стабилизаторов, центраторов и т.д.);
* подбор рецептуры (хим. реагентов) обработки бурового раствора на буровой должна производиться Подрядчика по буровым растворам под контролем Супервайзера;
* для предотвращения образования глинистых сальников на долоте или КНБК буровой раствор необходимо обрабатывать увлажнителем (смесь водорастворимых анионных поверхностно-активных веществ) в концентрации 1,5кг/м³. Увлажнитель позволяет снизить поверхностное натяжение, повысить смазывающую способность бурового раствора и уменьшить степень налипания глины. Увлажнитель следует добавлять по 10-12 л в бурильную трубу при наращивании при возникновении признаков сальникообразования и по согласованию с Супервайзером. В случае появления пены в растворе, после ввода реагента, необходимо использовать пеногаситель;
* при бурении интервала скважины долотом типа PDC концентрацию ПАВ необходимо увеличить в 1,5-2 раза;
* при появлении затяжек бурильного инструмента и повышении давления в нагнетательной линии, во время очередного отрыва КНБК от забоя, углубление скважины надо прекратить и проработать ствол на длину ведущей трубы (свечи) до их исчезновения затяжек, и только после этого, продолжить углубление скважины, увеличив количество отрывов КНБК от забоя до нормализации положения;
* сальник может образоваться непосредственно после спуска нового долота в скважину в результате нагревания глинистой корки. Поэтому при спуске нового долота необходимо проработать призабойную зону (15-20 м) со скоростью не более 1 м/мин., после чего приработать долото и начать бурение скважины с нагрузкой 3-4 тн, с отрывами долота от забоя каждые 10-15 минут в течение 30-40 минут. После этого, необходимо постепенно довести нагрузку на долото до оптимальной величины и, убедившись, что бурение идет нормально, продолжить углублять скважину;
* сальник может образоваться при длительных остановках бурения по причине ремонта оборудования и других причин, когда инструмент, находясь в открытом стволе, длительно «расхаживается» на одном месте.
* поэтому перед бурением в глинистых породах необходимо тщательно проверять оборудование. Во время длительных остановок следует поднять долото из открытого ствола в башмак предыдущей колонны и устранить неполадки, после чего спустить долото на забой с проработкой и промывкой ствола скважины.

7.10.2.6. При появлении признаков образования сальника в процессе бурения необходимо:

* прекратить углубление скважины и многократно проработать призабойный интервал с частыми отрывами долота от забоя, стараясь разрушить образовавшийся сальник;
* проверить качество бурового раствора (вязкость, СНС, водоотдачу, РН, содержание смазки и другие параметры, предусмотренные программой Подрядчика по буровым растворам) и при необходимости, довести параметры до величин, указанных в ГТН;
* после исчезновения признаков сальника временно снизить нагрузку на долото, участить отрывы от забоя и проработку призабойной зоны.
* В тяжелых случаях (затяжки, закупорки и т.д.) необходимо прекратить углубление скважины и поднять бурильную колонну.
* Дальнейшие работы по ликвидации осложнения в скважине необходимо производить по отдельному плану, определяющему: тип долота, компоновку низа бурильной колонны, режим промывок и проработок ствола скважины.
* При возникновении затяжек во время подъема бурильной колонны свыше 15% от собственного веса для секции 220,7мм, 152,4мм, следует:
* прекратить подъем инструмента, спустить долото как можно ниже места затяжки в зону свободного хождения (но не менее одной трубы);
* восстановить циркуляцию, начиная с минимально возможной производительности насоса, и довести объем подачи, по мере нормализации давления, до оптимальной величины;
* промыть скважину с обработкой бурового раствора и попытаться разрушить сальник путем вращения и продольного перемещения инструмента (проработок) на длину ведущей трубы (свечи).

*Примечание: при невозможности выполнения указанных условий: восстанавливать циркуляцию и производить другие работы, по освобождению инструмента, можно только по плану, согласованному техническим руководителем Бурового Подрядчика и Общества, под руководством бурового мастера или мастера по сложным работам.*

7.10.2.7. Разрешается освобождать (натяжением сверх собственного веса) бурильный инструмент, каждый раз увеличивая натяжение не более чем на 5 тн по сравнению с предыдущей величиной, при условии нормального движения бурильного инструмента вниз.

7.10.2.8. Максимально допустимая натяжка бурильного инструмента составляет до 20 тн сверх собственного веса бурильного инструмента.

7.10.2.9. Запрещается проработка ствола фрезерами и другим аварийным или ловильным инструментом.

### ***7.10.3. РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОБВАЛОВ СТЕНОК СКВАЖИНЫ***

7.10.3.1. Обвалы стенок скважины могут происходить в результате недостаточного противодавления на стенки скважины, нарушения их прочности и устойчивости при взаимодействии с фильтратом бурового раствора, а также в результате резких колебаний гидростатического и гидродинамического давления на стенки скважины, прохождения зон тектонических нарушений и т.д.

7.10.3.2. Обвалы стенок, носящие катастрофический характер, могут происходить в результате резкого и значительного снижения гидростатического давления, вызванного поглощением бурового раствора и разгазированием бурового раствора.

7.10.3.3. Для предотвращения потерь устойчивости глинистых отложений и их обвалов необходимо выполнять следующие мероприятия:

* конструкция скважины должна обеспечивать изоляцию неустойчивых пород перед вскрытием зон возможных проявлений и катастрофических поглощений;
* плотность бурового раствора должна выбираться с учетом прогнозируемых данных о поровых давлениях и опытных данных о допустимой величине и продолжительности депрессии на проходимые породы при бурении. Обработка бурового раствора должна обеспечивать водоотдачу и другие параметры в забойных и поверхностных условиях в соответствии с техническим проектом на строительство скважины;
* не допускать снижение плотности раствора ниже указанного в программе при наличии в разрезе вскрытых глинистых отложений, не смотря на желание снизить репрессию для вскрытия истощённых продуктивных пластов. Необходимо в таких случаях повышенную репрессию при вскрытии продуктивного пласта компенсировать усилением других параметров раствора (фильтрация, состав и свойства фильтрационной корки, состав фильтрата и др.);
* не допускать эффекта свабирования при подъёмах по причине завышенных структурно-механических свойств бурового раствора и высоких скоростей подъёма бурильного инструмента;
* строго соблюдать требование по доливу скважины в процессе подъёма колонны труб и контролировать вытеснение бурового раствора из скважины при спуске, не допуская снижения уровня бурового раствора в скважине;
* перед подъемом бурильной колонны из скважины необходимо обработать и очистить буровой раствор по циклу, не выполнять подъем при повышенной вязкости и СНС бурового раствора, а также при наличии перелива в трубах;
* для уменьшения колебания гидростатического давления в скважине за счет вспенивания и разгазирования бурового раствора необходимо применять пеногаситель, а также, использовать дегазатор в очистной системе;
* подъем бурильной колонны в интервалах затяжек, необходимо производить на минимальной скорости.

7.10.3.4. После подъема бурильной колонны из скважины с затяжками на значительном протяжении ствола, для восстановления нормальной проходимости ствола следует спускать КНБК в следующем порядке:

* для секции кондуктора использовать роторную КНБК без долота, согласно программы ННБ;
* для секции эксплуатационной колонны использовать роторную КНБК с долотом последнего долбления согласно программы ННБ;
* каждая последующая компоновка спускается в скважину только после свободного подъема предыдущей КНБК. Работы по восстановлению ствола скважины необходимо производить по отдельно разработанному плану;
* если после проработки ствола осыпи не прекращаются, то необходимо определить возможность утяжеления бурового раствора (по результатам испытания пород на поглощение) с Обществом;
* при обработках бурового раствора не допускать снижения его плотности;
* скорость проработки ствола скважины следует поддерживать в 2-2,5 раза выше скорости бурения данного интервала, при нагрузке в 2 раза ниже, чем при бурении интервала;
* для улучшения процесса выноса шлама из ствола скважины рекомендуется прокачка вязких и тяжелых пачек буровых растворов, приготовленных из бурового раствора. Параметры очищающих пачек указываются в программе по буровым растворам;
* в случае закупорки кольцевого пространства скважины (при спущенном инструменте) восстановление циркуляции необходимо производить с минимальной производительности, плавно (ступенчато) увеличивая подачу до оптимальной величины.

7.10.3.5. В случае возникновения прихвата бурильной колонны вследствие обвала необходимо произвести следующие работы:

* не прекращая расхаживания бурильного инструмента попытаться восстановить циркуляцию с минимальной производительности (не превышая рабочего давления) и только после стабилизации давления и устойчивой циркуляции, ступенчато увеличивать подачу промывочной жидкости в скважину. При отсутствии циркуляции (скважина поглощает) прекратить промывку.

### ***7.10.4. РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СУЖЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ***

7.10.4.1. Сужения ствола скважины могут происходить в интервалах проницаемых пород и глинистых, непроницаемых пород. Сужение ствола в проницаемых, устойчивых породах связано с нарастанием глинистой корки. Причины сужения в непроницаемых, глинистых породах связаны с пластическим течением глин, вследствие их естественной влажности.

7.10.4.2. Признаки сужения ствола:

* появление посадок при спуске инструмента после относительно долгого отсутствия его в скважине;
* появление затяжек при подъеме долота после относительно продолжительного пребывания его на забое;
* вынос при проработке незначительного количества шлама или комков коагулированного раствора, смешанного с частицами выбуренной породы;

7.10.4.3. Для предупреждения осложнений, связанных с сужением ствола скважины, необходимо:

* при бурении глинистых пород требования к промывке скважины, обработки и очистка бурового раствора, аналогичные, как для предупреждения сальникообразования. Прибегать к утяжелению бурового раствора следует только после того, как все другие средства борьбы с сужением ствола оказываются безрезультатными, т.к. повышение плотности бурового раствора, помимо увеличения расхода утяжелителя, может привести к таким осложнениям как: поглощения бурового раствора, прихваты бурильной колонны, гидроразрыв, а также к ухудшению процесса бурения пород;
* при бурении проницаемых пород необходимо поддерживать минимальную водоотдачу и плотность бурового раствора;
* при возможности использования для бурения скважины долот PDC с длительным ресурсом работы, необходимо периодически производить контрольные подъемы КНБК (шаблонирование ствола скважины);
* при спуске бурильной колонны в скважину запрещается пропускать ее ниже места посадок, если они превышают 10 тн (от собственного веса бурильной колонны при спуске).

7.10.4.4. При появлении посадок необходимо:

* поднять долото на 10-15 метров выше места посадки;
* убедиться, что бурильная колонна ходит свободно;
* восстановить циркуляцию с малой производительностью;
* при нормальном давлении промыть скважину с производительностью, установленной для данного интервала;
* проработать скважину со скоростью 1-3 м/мин.

7.10.4.5. Во время восстановления циркуляции и при проработке ствола скважины необходимо внимательно следить за величиной давления и выходом циркуляции на поверхность. Повышение давления и снижение выхода циркуляции может являться сигналом начала закупорки затрубного пространства и поглощения раствора.

7.10.4.6. В этих случаях следует выключить буровые насосы, приподнять бурильную колонну не менее, чем на длину ведущей трубы (свечи), восстановить циркуляцию и при отсутствии затяжек продолжить проработку.

7.10.4.7. Если при подъеме допущена затяжка более 15% от собственного веса для секции 220,7мм, 152,4мм, (для секции 393,7 мм затяжки более 20%) сверх веса бурильной колонны, бурильщик Бурового Подрядчика не должен пытаться восстановить циркуляцию в интервале затяжки. В этом случае, следует опустить бурильную колонну ниже места затяжки на 1-2 свечи, восстановить циркуляцию с минимальной производительности и постепенно увеличить подачу до оптимальной величины (после нормализации давления).

7.10.4.8. После промывки скважины бурильная колонна поднимается до места затяжки. Если затяжка не исчезла, дальнейший подъем производить под руководством бурового мастера и Подрядчика ННБ.

7.10.4.9. Если при спуске в скважину не происходит нормального нарастания величины веса бурильной колонны, следует прекратить спуск, поднять бурильную колонну на одну свечу выше того места, откуда прекратилось нарастание веса, при отсутствии затяжки восстановить циркуляцию и промыть скважину с проверкой и обработкой раствора по циклу. Дальнейший спуск производить с промывкой.

7.10.4.10. Высокие значения момента вращения бурильного инструмента, как правило, связаны с его контактом со стенками скважины и обсадной колонны. Скопления шлама на нижней стороне стенки скважины, также увеличивают величину момента. Скопления шлама могут быть замечены при возникновении затяжек при подъеме инструмента или при наращиваниях.

7.10.4.11. Повышенный момент и затяжки бурильного инструмента могут также возникать при недостаточном ингибировании глинистых пород, когда последние склонны к набуханию и осыпям. Тщательная очистка скважины путем промывок будет способствовать поддержанию момента на низком уровне и предотвращению возникновения затяжек.

7.10.4.12. При больших интервалах ориентированного бурения, для улучшения слайдирования, может понадобиться обработка бурового раствора смазывающей добавкой в количестве не менее 2-3% от объема бурового раствора.

7.10.4.13. До того, как принять решение по увеличению процентного содержания смазки в буровом растворе, следует определить причину возникновения повышенного момента и затяжек бурильного инструмента.

### ***7.10.5. РИСКИ ЗАКЛИНИВАНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ***

7.10.5.1. Заклинивание бурильной колонны может происходить в результате:

* попадания ее в желобные выработки;
* неосторожного спуска жестких компоновок и отклонителей в скважины, имеющие перегибы ствола, осложненные, или пробуренные менее жесткими компоновками;
* спуска полномерных долот и инструментов в интервал скважины, после подъема из скважины сработанных по диаметру долот;
* выпадения крепких кусков породы из стенок скважины или попадания с поверхности посторонних предметов в скважину.

7.10.5.2. Образование желобов происходит в результате движения бурильной колонны по стенке скважины, главным образом, поступательного. Желоба образуются по всему стволу, однако, заклинки происходят, главным образом в крепких породах (песчаниках, известняках, мергелях и т.п.), поэтому здесь желоба наиболее опасны.

7.10.5.3. Интенсивность желобообразования зависит от:

* состояния породы в приствольной зоне скважины;
* искривления ствола и темпов его изменения;
* количества продольных перемещений бурильной колонны при промывках, проработках, остановках в открытом стволе;
* количества спускоподъемных операций;
* конструкции элементов бурильной колонны, особенно, замков;
* наличия каверн, особенно в зонах залегания крепких пород.

7.10.5.4. Величина желобных выработок пропорциональна продолжительности воздействия вышеуказанных факторов.

7.10.5.5. Желоба не только создают опасность заклинки в них элементов бурильной и обсадной колонн, но и усугубляют другие виды осложнений, снижая скорость восходящего потока, создавая застойные зоны, увеличивая площадь контакта колонн со стенкой скважины. Характерным признаком затяжек в желобах является их постоянство при каждом подъеме в определенном интервале. При спуске бурильная колонна в этих интервалах, как правило, проходит без посадок

7.10.5.6. Для уменьшения желобообразования необходимо выполнять следующие мероприятия:

* проектируя конструкцию скважины, следует учитывать возможность желобообразования (по опыту бурения предыдущих скважин) при определении максимальной длины интервала открытого ствола от башмака предыдущей колонны;
* для бурения в интервалах, где в силу геологических условий, может происходить естественное изменение зенитного или азимутального углов скважины, необходимо предусматривать компоновки бурильной колонны и режим бурения, ограничивающие темп их изменения и абсолютную величину, а также образование уступов и резких перегибов ствола и позволяющие бурить ствол скважины по возможности близкий к вертикальному профилю. В интервалах, осложненных сужениями, осыпями, обвалами и поглощениями следует проектировать и применять как можно более простые КНБК;
* место забуривания нового ствола скважины следует выбирать выше участка интенсивного изменения кривизны с учетом данных геофизического материала;
* важной мерой против образования желобов является сокращение продолжительности бурения скважин. При бурении в интервалах возможного образования желобов следует сократить непроизводительное время, применять долота с высоким ресурсом работы, исключать непроизводительные рейсы бурильной колонны;
* появление затяжек бурильного инструмента в желобе бывает часто неожиданным. Каждый новый интервал затяжек желобного характера должен обязательно фиксироваться в вахтовом журнале и передаваться при смене вахт. В интервале желобов подъем бурильной колонны следует производить на первой скорости;
* при попадании бурильной колонны в желоб, бурильщик не должен создавать натяжку колонны свыше уже полученной величины. Освобождать бурильную колонну из желоба путем разгрузки инструмента. После этого, необходимо спустить ее ниже, повернуть на некоторый угол и попытаться поднять выше места желоба, не допуская затяжек более 10 тн свыше собственного веса.

*Примечание: освобождать бурильную колонну из желоба следует выкручиванием, при незначительных натяжках свыше собственного веса (0,5-2тн).*

7.10.5.7. Работы по ликвидации прихвата бурильной колонны необходимо начинать как можно раньше, во избежание возникновения дополнительных осложнений, связанных с оседанием шлама и механическим (дифференциальным) прихватом инструмента.

7.10.5.8. В случае заклинивания бурильной колонны в желобе при спуске, освобождение необходимо производить путём вращения инструмента, как при СВП, так и ведущей трубы, с приложением нагрузки и момента как указано в программе по бурению, в случае не освобождения инструмента дальнейшие работы производить по согласованию с главным инженером или техническим руководителем Бурового Подрядчика, сообщить представителю Общества.

7.10.5.9. Коэффициент запаса прочности на растяжение во всех точках бурильной колонны при расхаживании не должен быть менее 1,2, при этом, нагрузка на крюке не должна превышать допустимую величину на: вышку, талевую систему, элеваторы, лебедку и т.д.

7.10.5.10. Во избежание поломок элементов бурильной колонны, запрещается освобождать заклиненный при подъеме или спуске бурильный инструмент проворотом бурильной колонны ротором с превышением установленного крутящего момента.

7.10.5.11. Заклинивание буровых долот может произойти в результате:

* спуска в скважину долота с иной конфигурацией, чем ранее;
* спуска нового долота в интервал работы предыдущего, потерявшего номинальный диаметр;
* заклинивание долота может произойти также в желобах, суженных участках ствола скважины при спускоподъемных операциях.

7.10.5.12. В зависимости от величины потери диаметра поднятого долота из скважины, устанавливается величина интервала ствола скважины, который необходимо проработать при спуске нового долота.

7.10.5.13. Особую осторожность следует соблюдать при спуске долота с измененной конфигурацией, а также после работы колонкового долота, имеющего диаметр меньше номинального.

7.10.5.14. Проработка ствола скважины новым долотом ведется с нагрузкой не более 3 тн (для шарошечных долот) и 0,5 тн (для долот PDC). Скорость проработки должна быть выше, чем при бурении.

### ***7.10.6. РИСКИ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ***

7.10.6.1. Прихваты бурильной колонны в обсаженном стволе могут происходить:

* при спуске долота без промывки в интервал нестабильного бурового раствора или в интервал не отвердевшего тампонажного раствора, в интервал осевшего утяжелителя и коагулированного бурового раствора после длительной остановки, цементирования колонны, установки моста или исправительного цементирования;
* при разбуривании цемента в колонне в результате выпадения осадка или обрушения корки;
* при смятии обсадной колонны;
* при падении в скважину постороннего предмета с устья.

7.10.6.2. Для предотвращения прихвата бурильной колонны в нестабильном буровом растворе, в неотвердевшем тампонажном растворе или в обсадной колонне необходимо выполнять следующие мероприятия:

* спуск бурильного инструмента в скважину после длительных остановок в бурении, после завершения цементирования предыдущей колонны, установки мостов и т.п. производить только согласно условий дополнительного плана работ. План работ должен предусматривать промывку ствола скважины по интервалам во время спуска бурильного инструмента, учитывая состояние бурового раствора в колонне, предполагаемого местоположения тампонажного раствора и упрощенную КНБК, допускающую, в случае необходимости, возможность ее обуривания;
* спуск бурильной колонны в зону, где может находиться тампонажный раствор, разрешается только после завершения времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ);
* спуск бурильной колонны в зоне, где может находиться тампонажный раствор или гель/цемент, следует производить с промывкой ствола скважины, начиная за 50 м до места предполагаемой «головы» цемента. В случае если бурильная колонна начинает «плыть», необходимо поднять ее на 150-200 м, восстановить циркуляцию и производить дальнейший спуск со сплошной промывкой.

7.10.6.3. При появлении затяжек бурильного инструмента, бурильную колонну следует поднять, не превышая затяжек 5-10тн от собственного веса бурильной колонны, с проворотом бурильного инструмента, не превышая величину затяжки без согласования с Супервайзером.

7.10.6.4. Для предотвращения прихвата бурильной колонны во время разбуривания цемента в обсадной колонне необходимо:

* регулярно контролировать параметры и температуру выходящего из скважины бурового раствора, своевременно обрабатывать буровой раствор и поддерживать его параметры в соответствии с ГТН. Для исключения побочных явлений от избытка цементной фазы в буровом растворе, необходимо добавлять реагент, связывающий ионы Са++ или производить его полную (частичную) замену;
* очищать буровой раствор, от выбуренного цемента используя вибросита с исправными сетками. В зависимости от плотности бурового раствора через каждые 50-100 м бурения цемента необходимо производить промывку скважины до полной очистки от цемента.

7.10.6.5. В случае остановок для ремонта оборудования или по другим причинам, не исключающим возможность промывки, бурильную колонну следует поднимать на одну свечу.

7.10.6.6. В случае ожидаемой длительной остановки в работах, без возможности производить промывку, бурильную колонну необходимо поднять на 300 метров от цемента, предварительно промыв скважину и очистив весь буровой раствор по циклу. Во время остановки, через каждые 30 минут, необходимо проверять хождение бурильной колонны в стволе скважины на длину ведущей трубы (бурильной свечи).

7.10.6.7. При работе в колоннах диаметром 114 мм, бурильную колонну следует поднять в обсадную колонну большего диаметра.

7.10.6.8. В случае внезапного отключения энергии и невозможности произвести промывку скважины, необходимо немедленно поднять бурильную колонну на 500 м выше или в предыдущую колонну большего диаметра, используя аварийный привод.

7.10.6.9. Во время вынужденной остановки, необходимо проверять хождение бурильной колонны через каждые 15 минут на длину ведущей трубы (бурильной свечи).

7.10.6.10. Для предотвращения прихвата бурильного инструмента в результате смятия обсадной колонны, необходимо:

* для испытания герметичности обсадной колонны с заменой бурового раствора повышенной плотности на более легкий буровой раствор или на воду, необходимо спускать в скважину бурильные трубы без долота;
* в случае поглощения бурового раствора в скважине с большим падением уровня, для избегания прихвата бурильной колонны в результате смятия обсадной колонны, следует поднять бурильную колонну в безопасную зону;
* если обсадная колонна спущена в интервал, где имеется повышенная опасность ее смятия, то замена бурового раствора на воду, с целью проведения проверки на герметичность, производится в два приема: вначале закачивается на равновесие вода (через буферный разделитель: бентонитовый раствор) на высоту несколько выше опасного интервала, затем бурильная колонна поднимается в безопасную зону (выше указанных отложений, или в интервал, где имеется двойная крепь) и производится замена остальной части бурового раствора на воду.

7.10.6.11. Для предупреждения прихвата бурильного инструмента в обсадной колонне, в случае износа обсадной колонны, расположенной против проницаемых пород), износ обсадных колонн следует контролировать проведением трубной профилеметрии, а также, обращать внимание на косвенные признаки нарушения целостности обсадной колонны, таких как появление породы на ситах при работе в обсадной колонне, затяжки или посадки при срыве бурильной колонны. При появлении таких признаков, необходимо не оставлять бурильную колонну без движения. Провести исследования с целью установления места нарушения обсадной колонны.

### ***7.10.7. РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ***

7.10.7.1. В процессе бурения, для предотвращения попадания твердых частиц шлама, резиновых фрагментов бурового оборудования и т.д. в бурильный инструмент и телеметрическое оборудование, необходимо использовать специальный трубный фильтр с диаметром отверстий не более 4-6 мм.

7.10.7.2. Трубный фильтр должен работать в одной трубе не более 24 часов. Необходимо производить контроль состояния трубного фильтра при выполнении СПО.

7.10.7.3. Назначается один из помощников бурильщика, из состава буровой вахты Бурового Подрядчика, выполняющий установку трубного фильтра и контроль его технического состояния.

*Примечание:*

* *процедура безопасной установки и контроля технического состояния трубного фильтра должна быть разработана и утверждена Буровым Подрядчиком;*
* *периодически необходимо визуально осматривать внутреннее состояние поверхности бурильных труб в месте установки и работы трубного фильтра (не менее одного раза во время бурения скважины).*

7.10.7.4. Подрядчику оказывающему услуги по проведению буровых работ необходимо соблюдать предосторожность при выполнении СПО с целью исключения попадания посторонних предметов в колонну бурильных труб или скважину, содержать в чистоте подсвечник бурильных труб, тщательно очищать резьбовые соединения и т.д.

7.10.7.5. Операции по обслуживанию резьбовых соединений элементов КНБК (немагнитное УБТ, телесистема, осциллятор, двигатель и др.) производит Подрядчики ННБ.

*Примечание: во всех случаях отказа внутрискважинного оборудования и производства не запланированной СПО, после извлечения оборудования из скважины, производится совместный осмотр и составляется акт с указанием состояния оборудования и о причине его подъема из скважины.*

7.10.7.6. Использование (спуск) при бурении или для шаблонирования более «жёстких» компоновок, не работавших ранее в скважине, разрешается только по предложению Подрядчика ННБ, при согласовании КНБК с УТиИБ.

7.10.7.7. Спуск «жёсткой» КНБК необходимо производить с повышенной осторожностью и контролем бурового мастера Бурового Подрядчика, Подрядчика ННБ и Супервайзера.

*Примечание:*

* *повышением жесткости компоновки считается включение в КНБК дополнительных калибрующих элементов или их замена на другие элементы большего диаметра или длины, а также включение в компоновку дополнительного геофизического оборудования (LWD);*
* *изменением конфигурации долота (считается спуск долота истирающего типа PDC после бурения шарошечным долотом или наоборот);*
* *в случаях использования более «жёстких» компоновок или изменение конфигурации долота, спуск таких КНБК в скважину, необходимо производить с низкой скоростью и с проведением периодических проверок на свободное хождение бурильного инструмента «вверх» в скважине, после спуска каждой свечи;*
* *перед спуском необходимо подготовить эскиз КНБК с указанием всех геометрических размеров.*

7.10.7.8. При посадках или затяжках бурильного инструмента, необходимо производить сплошную проработку данных участков ствола скважины. Спуск бурильного инструмента продолжить только после полного прекращения посадок или затяжек бурильного инструмента в стволе скважины. Последние 27 метров над забоем скважины, необходимо проработать в обязательном порядке.

7.10.7.9. Бурильщику Бурового Подрядчика во время производства работ по бурению скважины необходимо постоянно контролировать:

* механическую скорость бурения;
* давление в нагнетательной линии;
* момент на СВП (роторе);
* газопоказания;
* объем подачи буровых насосов;
* объем выхода бурового раствора из скважины;
* параметры бурового раствора (периодически);
* объем бурового раствора в емкостях;
* работу бурового оборудования;
* состояние погодных условий (периодически);
* выполнение плановых работ буровой вахтой.

7.10.7.10. Граничные значения характеризуют отклонения от рабочих параметров и фоновых значений и составляют:

* вес на крюке - +/- 10%;
* давление нагнетания - +/- 10%;
* механическая скорость - в 2 раза и более;
* газопоказания - увеличение на 30% и более.

7.10.7.11. В случае любых изменений данных параметров, немедленно ставить в известность бурового мастера Бурового Подрядчика, Супервайзера и других Подрядчиков оказывающих сервисные услуги, для принятия совместных оперативных решений.

7.10.7.12. Информацию о затяжках или посадках бурильного инструмента в стволе скважины, необходимо фиксировать в вахтовом журнале (суточном рапорте), также, необходимо незамедлительно доводить информацию до Подрядчика и Супервайзера.

7.10.7.13. В интервалах скважины с высокими механическими скоростями бурения (мгновенная скорость 80-100 метр/час и более), необходимо ограничивать мех. скорость проходки и увеличивать продолжительность промывки скважины перед наращиванием бурильного инструмента, с целью избегания образования в стволе скважины большого объема выбуренной породы, которая осложняет:

* движение бурильного инструмента в стволе скважины (рост момента на роторе, проблема с доведением нагрузки на долото);
* работу оборудования системы очистки бурового раствора (потери бурового раствора, предельные режимы эксплуатации очистного оборудования);
* приводит к закупорке желобной системы и устьевой воронки выбуренной породой.

*Примечание: данные проблемы и ограничения в основном применимы во время бурения скважины в интервале 400-1600 метров по вертикали.*

7.10.7.14. При значительном увеличении механической скорости бурения во время бурения проницаемых пластов при механической скорости более 25 м/ч, необходимо увеличивать время промывки скважины (с одновременным вращением и движением вверх-вниз бурильного инструмента), очищая буровой раствор от выбуренной породы и дополнительно кольматируя проницаемый пласт кольматирующими материалами.

7.10.7.15. При бурении интервалов скважины с высокой проницаемостью горных пород, склонных к прихватообразованию, режим бурения и промывки скважины необходимо производить:

* в соответствии с «Мероприятия по бурению скважины в интервалах с низкими пластовыми давлениями»;
* по возможности исключить замеры и запоминания параметров кривизны, сократить сроки замеров;
* по согласованию с УТиИБ допускается исключение телеметрического оборудования из КНБК (последние 100-150 метров скважины).

*Примечание: Наиболее прихватоопасной, является только что вскрытая часть ствола, где происходит интенсивная кольматация стенок скважины и формирование глинистой корки. Поэтому следует принимать все меры для сокращения времени неподвижного контакта бурильной колонны со стенками скважины в этой зоне.*

**Таблица 6**

**Расчет времени простоя колонны без бурения**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ВРЕМЯ ПРОСТОЯ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ БЕЗ ДВИЖЕНИЯ СОСТАВЛЯЕТ** | | | |
| Вид пластов | Время простоя, мин | Запоминание параметров кривизны | Замеры параметров кривизны |
| Продуктивные пласты | ≤ 3 мин. | ≤ 1 мин. | ≤ 1 мин. |
| Непродуктивные пласты | ≤ 3 мин. | | |
| Расстояние от забоя до долота, м | Не менее 5-ти метров | | |

7.10.7.16. Во время бурения интервала скважины под эксплуатационную колонну необходимо:

* перед наращиванием бурильного инструмента, замером параметров кривизны или ориентированием КНБК, осуществлять проработку ствола скважины с промывкой буровым раствором, расхаживая при этом, бурильную колонную со скоростью 0,7-1,5 м/сек, не менее двух раз на всю длину ведущей свечи (квадрата), в следующем порядке:
* первый подъем КНБК от забоя выполнить на 3-5 метров без вращения бурильной колонны;
* спустить КНБК на забой (не прекращая подачу промывочной жидкости буровым насосом);
* второй подъем КНБК выполнить на длину ведущей буровой трубы с промывкой и вращением бурильной колонны СВП (при отсутствии силового верхнего привода - без вращения);
* спустить КНБК на забой без промывки и без вращения бурильного инструмента.

7.10.7.17. Убедившись в свободном хождении бурильного инструмента (отсутствие затяжек и посадок, отсутствие скачков давления), необходимо:

* приподнять КНБК на расстояние 5 метров от забоя и выполнить контрольный замер параметров кривизны ствола скважины – остановить циркуляцию бурового насоса (без движения бурильной колонны) на время, запрограммированное в телесистеме (при использовании СВП, приподнять КНБК на 2-3м от забоя и произвести замер);
* через определенное время включить циркуляцию бурового насоса (довести объем подачи до максимально допустимой величины) и начать вращение бурильной колонны.

7.10.7.18. Поднять бурильный инструмент на длину ведущей бурильной трубы с промывкой скважины буровым насосом и вращением бурильного инструмента СВП (при отсутствии силового верхнего привода без вращения) и произвести наращивание бурильного инструмента.

7.10.7.19. При длительных остановках в бурении скважины свыше двух часов бурильный инструмент должен быть поднят в башмак предыдущей обсадной колонны.

7.10.7.20. Периодически необходимо шаблонировать ствол скважины и при необходимости, выполнять проработку открытого ствола скважины до текущего забоя.

7.10.7.21. При кратковременных остановках в бурении скважины (ремонт оборудования) до двух часов, бурильный инструмент необходимо поднять выше башмака предыдущей обсадной колонны или, по согласованию с главным инженером, техническим руководителем Бурового Подрядчика и Супервайзером, поднять инструмент выше пробуренного интервала на 50-100м.

7.10.7.22. Запрещается нахождение КНБК во время проведения ремонтных работ в интервалах скважины с высокой проницаемостью горных пород, склонных к прихватообразованию. Бурильный инструмент необходимо поднять в безопасную зону и периодически производить расхаживание и вращение бурильной колонны.

*Примечание: бурильщик Бурового Подрядчика должен регулярно проверять, что бурильный инструмент не прихвачен в стволе скважины и в результате его расхаживания «выбирает свой вес».*

7.10.7.23. При отрыве долота от забоя, в процессе бурения скважины, бурильщику Бурового Подрядчика запрещается:

* без согласования с Супервайзером производить натяжку бурильного инструмента более 15% от собственного веса бурильной колонны для секции 220,7мм; 152,4мм, (для секции кондуктора затяжки более 20%);
* допускать рост величины давления в манифольдной линии.

*Примечание: если в ходе бурения скважины при отрыве долота от забоя наблюдаются затяжки бурильного инструмента, то необходимо выполнить комплекс мер по устранению затяжек бурильного инструмента (прокачивание очищающих пачек бурового раствора, технологическое шаблонирование ствола скважины).*

7.10.7.24. При появлении признаков «зависания» бурильного инструмента во время слайдирования (бурение без вращения бурильного инструмента) необходимо производить периодическое отрывание долота от забоя скважины.

*Примечание: необходимо помнить, что в составе бурильной колонны находится Ясс двойного действия. В случае срабатывания Ясса, при подъеме бурильной колонны, происходит временное снижение нагрузки на крюке, поэтому необходимо продолжать подъем бурильного инструмента до свободного хождения бурильной колонны в стволе скважины.*

7.10.7.25. Для избегания образования «кармана» в стволе скважины в точке начала набора параметров кривизны, после спуска КНБК (двигатель с углом перекоса более 0 градусов) и перед включением буровых насосов, необходимо:

* убедится в том, что долото находится на забое (сверить меру бурильного инструмента и КНБК);
* произвести ориентирование КНБК после включения бурового насоса с помощью бурового ротора и без углубления скважины;
* закончить ориентирование КНБК и начать углубление скважины.

7.10.7.26. Подъем КНБК из скважины для проведения ревизии технического состояния оборудования производится в случаях:

* при снижении механической скорости бурения в два раза и более (при различных режимах бурения) если это не связано с геологическими условиями;
* при снижении давления в манифольдной линии ниже рабочего на 15-20% (прекратить бурение, приподнять бурильный инструмент от забоя на 5-10 метров и принять меры по выявлению и устранению причин);
* прекращение передачи сигнала телеметрического оборудования, в случае если нет возможности производить не ориентируемое бурение скважины;
* не исправен двигатель силового верхнего привода (СВП);
* не исправна буровая лебедка (подъем КНБК производить на аварийном приводе).

*Примечание: перед началом подъема необходимо промыть скважину и выровнять параметры бурового раствора согласно программе промывки или ГТН (только в случае отсутствия подозрений на промыв бурильного инструмента или скважинного оборудования).*

7.10.7.27. При бурении вертикальных скважин и вертикальных участков скважины необходимо постоянно вращать бурильный инструмент СВП или ротором.

**7.11 ВИБРАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ**

7.11.1. Оптимальный выбор режима бурения скважины (нагрузка, частота вращения долота, подача бурового насоса) производится исходя из достижения максимальных показателей механической скорости проходки при осуществлении безопасных мероприятий, позволяющих эффективно и без осложнений закончить бурение скважины: проведением ГИС, спуском и цементированием обсадных колонн.

7.11.2. Процесс выбора оптимального режима бурения часто сопровождается появлением нежелательных последствий (вибрации бурильной колонны) влияющих на работу скважинного оборудования и на достижение максимального результата (увеличение механической скорости бурения). Причинами появления вибрации бурильной колонны часто является результат сложного сочетания: профиль скважины (зенитный угол), дизайн КНБК и опорно-центрирующие элементы, использование долот PDC, повышенные коэффициенты трения, геологическое строение (переслаивание твердых и мягких пород и т.д.), большое отношение диаметра ствола скважины и внутри скважинного оборудования, плохое состояние ствола скважины (плохая очистка от выбуренной породы, высокие интенсивности траектории ствола скважины).

7.11.3. Всего существует три вида вибрации: осевые, радиальные и торсионные, которые инициируют резонирующие колебания бурильного инструмента и КНБК.

7.11.4. Режимы вибрации, возникающие при бурении скважины:

* + осевые (СВП или ведущая труба (квадрат) трясется от вибрации на забое скважины);
  + вихревое закручивание долота (увеличение диаметра ствола скважины более диаметра долота);
  + закручивание КНБК (высокая вибрация на забое и увеличение величины момента на СВП);
  + хаотичное вращение КНБК (высокий крутящий момент и колебание частоты вращения бурильной колонны, срабатывание специального датчика уровня вибрации MWD).

7.11.5. Предотвращение вибраций бурильного инструмента и КНБК. Подрядчик ННБ, определяет причину вибраций и осуществляет оптимизацию параметров режима бурения в соответствии с алгоритмом оптимизации процесса бурения: нагрузка на долото, частота вращения бурильной колонны (момент на СВП), подача бурового насоса.

*Примечание: Подрядчик, оказывающий услуги по буровым работам следует указаниям Подрядчика, оказывающего услуги по ННБ. Изменять указания Подрядчика ННБ может только Супервайзер.*

7.11.6. При выборе дизайна КНБК надо иметь в виду существующие ограничения и негативные факторы (особенно при выборе стабилизирующей КНБК, дизайна долота PDC).

7.11.7. Подрядчику ННБ, необходимо тщательно следить за параметрами режима бурения и сделать информацию по наличию вибраций, фиксируемой датчиком MWD, доступной для бурильщика Бурового Подрядчика.

7.11.8. Помогать тренировать бурильщиков Бурового Подрядчика для уменьшения вибраций.

7.11.9. Бурильщику Бурового Подрядчика необходимо знать:

* + об операциях с высоким уровнем вибрации (подъем бурильного инструмента с проработкой ствола скважины, зарезка нового ствола, очистка ствола скважины при бурении, разбуривание башмака обсадной колонны);
  + процедуры по контролю вибраций высокого уровня при бурении твердых пропластков и проработке ствола скважины;
  + знать процедуры по уменьшению вибраций для каждого типа вибраций.

7.11.10. При бурении горизонтального участка необходимо учитывать следующее:

7.11.11. Для бурения горизонтального участка используются бурильные трубы Ø 101,6мм марок S-135; Х-95.

7.11.12. На буровой площадке необходимо иметь специальные реагенты для ликвидации возможных прихватов бурильной колонны (в объёме согласно договора с Подрядчиком по сопровождению буровых растворов) для установки освобождающей ванны.

7.11.13. Для оперативной установки освобождающей ванны на кустовую площадку в срочном порядке должен быть предоставлен цементировочный агрегат.

7.11.14. Необходимо поддерживать оптимальный режим бурения: производительность бурового насоса 12-17 л/сек, нагрузка на долото 5-7 тн, частота вращения СВП до 120 об/мин.

7.11.15. Для избегания возникновения дифференциального прихвата необходимо минимизировать время корректировки параметров кривизны ствола скважины, не допуская длительного (свыше 3 минут) нахождения инструмента без движения. Бурение участков стабилизации ствола необходимо вести с постоянным вращением колонны бурильных труб

7.11.16. Все отклонения параметров режима бурения от оптимальных значений необходимо производить только по согласованию с Супервайзером.

7.11.17. Для принятия оперативного решения в процессе бурения необходимо осуществлять все работы под контролем УГСБС.

7.11.18. Пробурив, на длину свечи, промыть ствол скважины производительностью 12-17 л/сек с постоянным вращением инструмента и расхаживанием в течение 5-10 минут, после чего, подняв свечу, произвести наращивание. Буровая вахта должна четко знать, кто и где должен находиться и какую операцию выполняет в процессе наращивания.

7.11.19. Если процесс наращивания бурильного инструмента, по каким либо техническим причинам занимает длительное время, то необходимо произвести расхаживание бурильного инструмента на длину свечи (или квадрата), после чего произвести наращивание.

7.11.20. По завершению операции наращивания, в обязательном порядке необходимо произвести расхаживание инструмента, далее, не останавливая движения бурильного инструмента (на подъеме инструмента на 2-3 метра) включить буровой насос.

*Примечание: данная процедура, позволит минимизировать риск дифференциального прихвата в момент начала подачи циркуляции.*

7.11.21. После углубления скважины на 1-1,5 метра, необходимо установить роторные вкладыши и продолжить бурение скважины под руководством Подрядчика ННБ.

7.11.22. Если в процессе бурения возникают технические трудности, такие как: не эффективно работает оборудование системы очистки бурового раствора, вышел из строя буровой насос, отсутствует электроэнергия и т.д., то необходимо принять все возможные меры по подъему КНБК в башмак эксплуатационной колонны.

*Примечание: если нет возможности выполнить подъем КНБК в башмак эксплуатационной колонны, то необходимо поднять КНБК от забоя на 30-50 метров (используя аварийный привод) и выполнять постоянное расхаживание инструмента до устранения причин остановки процесса бурения.*

7.11.23. При бурении горизонтального участка свыше 1000 м, необходимо выполнять СПО для очистки ствола скважины от выбуренной породы.

*Примечание: контрольный спуск-подъем КНБК необходимо выполнять до башмака эксплуатационной колонны, для определения фактического состояния ствола горизонтального участка. Места затяжек и посадок прорабатывать с вращением бурильного инструмента и циркуляцией (с производительностью 12-17 л/сек).*

7.11.24. Перед полным подъемом инструмента для смены КНБК необходимо промыть ствол скважин с производительностью насоса 15-17 л/сек в течение не менее двух циклов (затрубного пространства). Процесс промывки необходимо осуществлять с вращением и расхаживанием бурильного инструмента. Бурильный инструмент не должен находиться без движения более 3 минут. Одновременно с процессом промывки скважины, Буровой Подрядчик под руководством Подрядчика по буровым растворам приводит параметры бурового раствора в соответствие с программой промывки или ГТН.

7.11.25. После выполнения СПО, необходимо промыть ствол скважины с производительностью бурового насоса 15-17 л/сек (до выхода забойной пачки бурового раствора), с постоянным расхаживанием бурильного инструмента на длину ведущей трубы.

*Примечание: убедившись в свободном хождении в стволе КНБК, необходимо произвести наращивание бурильного инструмента и продолжить бурение интервала под руководством Подрядчика ННБ.*

**7.12 ПРОРАБОТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

7.12.1. В скважинах со вскрытыми, склонными к текучести породами, следует периодически проводить шаблонирование ствола и при необходимости, проработку открытого ствола скважины до забоя.

7.12.2. Решение о проведении технической СПО и величина интервала, подлежащего шаблонированию, принимается:

* + по фактическому состоянию ствола скважины (наличие осыпания породы из стенок скважины);
  + с учетом фактической механической скорости бурения;
  + с учетом величины момента вращения бурильного инструмента;
  + с учетом величины затяжек бурильного инструмента (превышение собственного веса бурильной колонны) или посадок;
  + с учетом интенсивности объема выноса выбуренной породы.

7.12.3. Инициируют предложение по проведению технологического СПО представители всех Подрядчиков, оказывающих услуги по сервисным работам. Решение о выполнении СПО принимает Супервайзер по согласованию с УТиИБ.

*Примечание: рекомендуемая периодичность проведения плановой шаблонировки ствола скважины устанавливается индивидуальной программой на скважину.*

7.12.4. В случае появления затяжки бурильного инструмента необходимо промыть ствол скважины, после чего, необходимо убедиться в удовлетворительном состоянии ствола, подняв еще бурильный инструмент на 200-300 метров.

7.12.5. Перед выполнением СПО необходимо промыть скважину в течение минимально двух объемов раствора затрубного пространства, участвующего в циркуляции с одновременным выравниванием параметров бурового раствора согласно ГТН.

*Примечание: при выполнении промывки ствола скважины необходимо не допускать простой инструмента без движения во избежание возникновения прихвата.*

7.12.6. После окончания бурения ствола скважины, необходимо прошаблонировать ствол скважины последней КНБК, используемой для бурения, допускается шаблонирование ствола скважины производить роторной КНБК по согласованию с УТиИБ.

7.12.7. Места посадок и затяжек бурильного инструмента необходимо прорабатывать, при этом, запуск буровых насосов необходимо начинать с минимальной производительности и постепенно увеличивая ее до максимально допустимых значений (не допуская гидроразрыва пласта в районе выхода бурового раствора из бурильной колонны).

7.12.8. Перед спуском эксплуатационной колонны, необходимо прошаблонировать ствол скважины последней КНБК, используемой для бурения, добившись по максимуму свободного хождения бурильного инструмента на «сухую».

*Примечание: при необходимости зону продуктивных пластов и места посадок и затяжек бурильного инструмента допускается пройти со сплошной проработкой. Промыть скважину на забое с доведением параметров бурового раствора в соответствии с программой промывки или ГТН.*

7.12.9. Если в результате шаблонирования ствола скважины выявлены места посадок и затяжек бурильного инструмента, то:

* при затяжках, рекомендуется опустить КНБК ниже места затяжки на 15-20 м, и промыть скважину с расхаживанием бурильного инструмента до достижения нормального хождения КНБК;
* в случае посадок, рекомендуется произвести проработку ствола скважины с постоянным вращением бурильного инструмента (первое расхаживание произвести с частотой вращения 20 об/мин, при наличии свободного хождения увеличить обороты до максимально возможных, согласно программы ННБ, произвести одно расхаживание).

**7.13 МЕРОПРИЯТИЯ ПО БУРЕНИЮ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ПОНИЖЕННОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

7.13.1. Конструкция скважины должна, по возможности, минимизировать избыточного давление на проницаемые пласты, превышающего давление гидроразрыва пласта.

7.13.2. На стадии проектирования профиля ствола скважины необходимо исключить или свести к минимуму участки набора параметров кривизны в интервалах высокопроницаемых пластов.

7.13.3. Перед вскрытием пластов с пониженными пластовыми давлениями все Подрядчики участвующие в строительстве скважины, должны знать о предстоящих работах и быть готовыми к началу бурения данных интервалов.

7.13.4. Подрядчику необходимо проверить:

* + работоспособность системы ПВО;
  + наличие связи с Буровым супервайзером;
  + работоспособность собственных приборов контроля параметров режима бурения и газа;
  + техническое состояние ВЛБ (вышечно-лебедочный блок) и талевого каната, оборудования системы очистки бурового раствора, дизель-генераторных установок, систему аварийного привода, буровые насосы, состояние роторной цепи;
  + при необходимости выполнить все работы согласно мероприятиям, внести результаты поверок и работ в вахтовый журнал.

*Примечание: запрещается бурить скважину в интервале высокопроницаемых пород при неисправности электрического и другого оборудования.*

7.13.5. В составе КНБК необходимо использовать спиральные УБТ, ТБТ при бурении скважины в проницаемых породах. Элементы КНБК выше калибратора не должны иметь острых кромок и других деталей, способствующих нарушению кольматирующей корки сформировавшейся на стенках скважины.

7.13.6. Перед вскрытием пластов с пониженным пластовым давлением необходимо привести параметры бурового раствора в соответствии с ГТН. Обработка раствора производится Буровым Подрядчиком под руководством Подрядчика по буровым растворам.

*Примечание: запрещается вскрытие высокопроницаемых пластов с использованием бурового раствора с параметрами, не соответствующим ГТН.*

7.13.7. Перед вскрытием пласта с пониженным пластовым давлением необходимо иметь в запасной емкости буровой раствор с повышенным содержанием кольматанта, для использования в случае катастрофического поглощения бурового раствора с параметрами в соответствии с программой промывки.

7.13.8. В процессе вскрытия высокопроницаемого пласта и последующего бурения скважины до проектного забоя необходимо с повышенным вниманием следить за параметрами режима бурения (данные приборов записи и мониторинга параметров режима бурения), промывкой скважины и соблюдать безопасные процедуры бурения и наращивания бурильного инструмента.

7.13.9. Вскрытие продуктивных пластов необходимо проводить аналогично мероприятиям по вскрытию пластов с пониженным пластовым давлением в следующем порядке:

* + вскрыть пласт на 5-8 метров с вращением КНБК и ограничением механической скорости;
  + поднять КНБК выше кровли пласта и промыть ствол скважины в течение 30 минут для снижения фильтрации пор пласта;
  + по возможности, производить бурения ствола без слайдирования с вращением бурильного инструмента;
  + при невозможности бурения без слайдирования, необходимо производить периодические подъемы КНБК (через 3-5минут) от забоя скважины на 3-5 метров для контроля подвижности бурильного инструмента (необходимо полностью выбирать вес инструмента и поднимать долото над забоем на 3-5 метров), далее промыть ствол скважины с вращением бурильного инструмента в течение 2-3 минут, после чего продолжить бурение.

7.13.10. При вынужденном нахождении бурильного инструмента в прихватоопасной зоне запрещается оставлять его без движения более 3 минут.

7.13.11. При вскрытии пластов с низким пластовым давлением в состав бурильной колонны должен быть включен Ясс.

7.13.12. Ясс устанавливается из расчёта нахождения его выше высокопроницаемого пласта в конце интервала бурения скважины (рейса).

7.13.13. В случае если Ясс планируется спускать в проницаемую зону пластов, то перед тем как это произвести, необходимо выполнить технологическое СПО для очистки ствола скважины и дополнительно выполнить кольматирование высокопроницаемого пласта.

7.13.14. Операции по наращиванию бурильного инструмента при бурении высокопроницаемых пластов должны быть соответствующе подготовлены и минимизированы по времени исполнения.

7.13.15. Минимизировать сроки проведения контрольных замеров в продуктивных высокопроницаемых пластах. При неудовлетворительном качестве контрольного замера, необходимо промыть ствол скважины с расхаживанием бурильного инструмента в течение 3-5 минут, после чего повторить контрольный замер.

7.13.16. При появлении затяжек бурильного инструмента в процессе бурения свыше 4 тн выше собственного веса необходимо произвести проработку ствола скважины на 15-20 метров от глубины получения затяжки.

7.13.17. Соблюдать мероприятия по ограничению механической скорости бурения при бурении высокопроницаемых пластов, согласовывается с УТиИБ и Супервайзером.

7.13.18. Перед проведением ГИС в скважине, необходимо выполнить шаблонирование ствола скважины. Места посадок или затяжек бурильного инструмента необходимо прорабатывать до полного их устранения.

7.13.19. Перед бурением высокопроницаемых пластов с пониженным пластовым давлением необходимо планировать действия буровой бригады Бурового Подрядчика по ликвидации дифференциального прихвата бурильного инструмента в скважине.

*Примечание: Супервайзеру необходимо контролировать подготовку мероприятий, Бурового Подрядчика по ликвидации возможного дифференциального прихвата бурильного инструмента.*

**7.14 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ**

7.14.1. Супервайзеру ООО «РН-Ванкор» необходимо проводить проверку знаний ИТР и членов буровой бригады по практическим действиям при возникновении ГНВП по утвержденному графику проведения учебно-тренировочных занятий Бурового Подрядчика.

7.14.2. В случае бурения скважины, имеющей в геологическом разрезе газоносные пласты, геофизические работы по истечении 8 часов приостанавливаются. Скважину необходимо промыть в течение 1,5 циклов на глубине спуска воронки с расхаживанием бурильного инструмента (в случае выполнения ГИС на трубах).

7.14.3. Все действия по промывке скважины с бурильным инструментом во время проведения геофизических работ в скважине должны быть согласованы Подрядчика по ГИС.

7.14.4. Запрещается оставление скважины без герметизации устья на период консервации.

7.14.5. В процессе длительных остановок, при вскрытии продуктивных пластов, если по каким-либо причинам нет возможности осуществить подъем КНБК и вызвать циркуляцию бурового раствора в скважине, то устье скважины должно быть герметизировано.

7.14.6. При использовании для бурения скважин бурильного инструмента разного диаметра, на буровой необходимо иметь опрессованную бурильную трубу диаметром под размер плашек превентора плашечного гидравлического с краном шаровым и переводником для соединения с верхней секцией бурильных труб.

7.14.7. В процессе выполнения СПО, в особенности после вскрытия продуктивных пластов, в зонах действия скважин поддержание пластового давления (ППД), необходимо вести непрерывный визуальный контроль процесса долива скважины буровым раствором, контролировать величину уровня бурового раствора в скважине и в доливной ёмкости.

7.14.8. Датчики станции контроля параметров режима бурения:

* + газоанализатор, уровнемеры в емкостях с буровым раствором (включая доливную емкость), должны постоянно находиться в исправном состоянии (на буровой необходимо иметь документы, подтверждающие проведение периодической поверки и калибровки контрольно-измерительных приборов);
  + контроль над показаниями регистрирующих приборов постоянно осуществляет бурильщик и буровой мастер Бурового Подрядчика.

7.14.9. В случаях бурения газоносной части (после вскрытия газовой части) при появлении затяжек при подъёме бурильного инструмента, необходимо прекратить подъем бурильного инструмента, произвести спуск КНБК до ее выхода из интервала сужения и произвести промывку в течение 1,5 циклов.

7.14.10. Далее необходимо спустить КНБК ниже подошвы газонасыщенной части и промыть скважину с доведением параметров бурового раствора до соответствующих значений, указанных в ГТН.

7.14.11. Буровой мастер Бурового Подрядчика осуществляет контроль над действием буровой вахты по доливу скважины буровым раствором и ведением ими листа долива/вытеснения (Таблица 7).

**Таблица 7**

**Лист долива / вытеснения для бригад бурения скважин, ремонта скважин методом зарезки боковых стволов**

*Примечания: Буровая вахта ведет учет по нарастающей с начала подъема (спуска) каждые 100-150 м (каждые 10 труб), станция ГТИ - на каждой свече.*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ЛИСТ ДОЛИВА/ВЫТЕСНЕНИЯ** | | | | | | | | | |
|
| **Таблица регистрации объема долива / вытеснения при СПО** | | | | | | | | | |
| **Скважина №:** |  | **БУ:** |  | | **Дата и время:** | |  | | **Таблица №:** |
| **Причина СПО:** |  | | | | | | | **Бурильщик:** |  |
| **Глубина скважины:** | |  | | | | **Глубина долота на начало СПО** | | |  |
| **СПО:** | однотрубное | | двухтрубное | | трехтрубное | | **Свечи до БК ОК:** | |  |
| **Число свечей бурильных труб до КНБК** | | | |  | | | | | |
| **Система автоматического долива скважины в исправном состоянии** | | | | | | | **ДА** | **НЕТ** |  |
| **Перед СПО доливная емкость заполнена промывочной жидкостью** | | | | | | | **ДА** | **НЕТ** |
| **Проведена сверка показаний уровнемера бригады и ГТИ** | | | | | | | **ДА** | **НЕТ** |  |
| **№ СВЕЧИ / элемент КНБК** | **Мера нараст.,  м** | **Объем в доливной емк, м3** | **Фактический  объем, м3** | | **Расчетный объем, м3** | | **Отклонение, м3** | | **Примечание** |
| **Долив / вытесн.** | **Нарастающий суммарный объем** | **Долив / вытеснение** | **Нарастающий суммарный объем** | **Долив / вытеснение** | **Нараста ющий суммар ный объем** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Бурильщик | | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(ФИО, подпись) | | | | | | |
| Буровой мастер | | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(ФИО, подпись) | | | | | | |
| Начальник партии ГТИ | | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(ФИО, подпись) | | | | | | |
| Супервайзер | | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(ФИО, подпись) | | | | | | |

7.14.9. Датчики станции контроля параметров режима бурения:

* + газоанализатор, уровнемеры в емкостях с буровым раствором (включая доливную емкость), должны постоянно находиться в исправном состоянии (на буровой необходимо иметь документы, подтверждающие проведение периодической поверки и калибровки контрольно-измерительных приборов);
  + контроль над показаниями регистрирующих приборов постоянно осуществляет бурильщик и буровой мастер Бурового Подрядчика.

7.14.10. В случаях бурения газоносной части (после вскрытия газовой части) при появлении затяжек при подъёме бурильного инструмента, необходимо прекратить подъем бурильного инструмента, произвести спуск КНБК до ее выхода из интервала сужения и произвести промывку в течение 1,5 циклов.

7.14.11. Далее необходимо спустить КНБК ниже подошвы газонасыщенной части и промыть скважину с доведением параметров бурового раствора до соответствующих значений, указанных в ГТН.

*Примечание: при повторном появлении затяжек бурильного инструмента дальнейшие работы необходимо производить по дополнительному плану, согласованному с УТиИБ.*

7.14.12. При выполнении операций по спуску в скважину эксплуатационной колонны, необходимо вести постоянный контроль над вытеснением бурового раствора из скважины и заполнением внутреннего пространства эксплуатационной колонны.

7.14.13. На буровой при проведении спуска обсадной колонны должно быть в наличие не менее двух коротких переводников с резьбой соответствующей типоразмеру резьбы спускаемой в скважину обсадной колонны (для проведения промывки скважины при спуске обсадной колонны, в случае возникновения посадок или других затруднений).

7.14.14. Датчики станции контроля параметров режима бурения:

* + газоанализатор, уровнемеры в емкостях с буровым раствором (включая доливную емкость), должны постоянно находиться в исправном состоянии (на буровой необходимо иметь документы, подтверждающие проведение периодической поверки и калибровки контрольно-измерительных приборов);
  + контроль над показаниями регистрирующих приборов постоянно осуществляет бурильщик и буровой мастер Бурового Подрядчика.

7.14.15. В случаях бурения газоносной части (после вскрытия газовой части) при появлении затяжек при подъёме бурильного инструмента, необходимо прекратить подъем бурильного инструмента, произвести спуск КНБК до ее выхода из интервала сужения и произвести промывку в течение 1,5 циклов.

7.14.16. Далее необходимо спустить КНБК ниже подошвы газонасыщенной части и промыть скважину с доведением параметров бурового раствора до соответствующих значений, указанных в ГТН.

*Примечание: при повторном появлении затяжек бурильного инструмента дальнейшие работы необходимо производить по дополнительному плану, согласованному с УТиИБ.*

7.14.17. При выполнении операций по спуску в скважину эксплуатационной колонны, необходимо вести постоянный контроль над вытеснением бурового раствора из скважины и заполнением внутреннего пространства эксплуатационной колонны.

7.14.18. На буровой при проведении спуска обсадной колонны должно быть в наличие не менее двух коротких переводников с резьбой соответствующей типоразмеру резьбы спускаемой в скважину обсадной колонны (для проведения промывки скважины при спуске обсадной колонны, в случае возникновения посадок или других затруднений).

7.14.19. Бурение со вскрытием продуктивных пластов, необходимо производить под контролем Супервайзера. Супервайзер организовывает взаимодействие всех Подрядчиков на буровой. Письменное разрешение на вскрытие продуктивных пластов выдает главный инженер Подрядчиков.

# **8. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ (ГИС)**

8.1. ГИС проводит Подрядчик по ГИС с учетом всех требований [Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»](https://login.consultant.ru/link/?req=doc&base=LAW&n=445001&dst=100002,2), а также требований других действующих нормативных документов.

8.2. Перед началом проведения ГИС на скважине необходимо убедиться:

* ствол скважины подготовлен к спуску каротажных приборов (во время подъема шаблонирующей КНБК из скважины были проработаны все интервалы посадок и затяжек, получено нормальное хождение инструмента в стволе скважины без циркуляции бурового раствора и вращения инструмента, с составлением акта готовности скважины к проведению ГИС);
* привести параметры промывочной жидкости в соответствии с ГТН. Очистить промывочную жидкость от металлической взвеси посредством установки магнитов перед сепараторами за пять дней до проведения ГИС для исключения их влияния на регистрацию ЯМК;
* уровень промывочной жидкости на устье скважины, поглощения отсутствуют;
* объем промывочной жидкости в емкостях буровой установки должен соответствовать объему скважины на все время проведения каротажных работ;
* выполнить расчет безопасного усилия натяжения кабеля при производстве работ в открытом стволе;
* в наличии у геофизической партии средств для безопасной рубки кабеля;
* в наличии комплекта ловильного оборудования под геофизическую компоновку.

8.3. Перед проведением ГИС, необходимо обсудить все этапы предстоящих работ с участием буровой бригады Бурового Подрядчика, Подрядчика по ГИС и Супервайзера. Иметь в наличии согласованный план работ для проведения ГИС в открытом стволе на бурильном инструменте.

8.4. Для оперативного принятия решения во время работы в открытом стволе скважины, Супервайзер и начальник геофизической партии должны постоянно находиться на связи.

8.5. При проведении каротажных работ через бурильный инструмент:

* необходимо принять меры по недопущению касания каротажного кабеля муфты бурильной трубы;
* после каждого подъема прибора, в случае необходимости и по согласованию с начальником геофизической партии Подрядчика по ГИС, производить расхаживание бурильного инструмента на длину одной свечи;
* при длительном периоде производства ГИС (более 3-х часов), необходимо производить периодический проворот бурильного инструмента (по согласованию с начальником геофизической партии Подрядчика по ГИС);
* при проведении комплекса ГИС в скважине более 16 часов, необходимо остановить каротажные работы. Промыть скважину в течение 1,5 циклов, допустить воронку до забоя, промыть скважину в течение двух циклов с производительностью не менее 32 л/сек, затем поднять бурильный инструмент до глубины установки для проведения ГИС и продолжить геофизические исследования;
* необходимо производить расхаживание и проворачивание бурильного инструмента каждые 10мин. При невозможности выполнить это требование и в случае необходимости выполнить эти действия во время смены приборов, по согласованию с начальником геофизической партии Подрядчика по ГИС;
* необходимо постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине. Скважина всегда должна быть заполнена буровым раствором до уровня устья.

8.6. В случае, когда геофизических приборы не спущены до проектного забоя по плану ГИС на каротажном кабеле, спуск каротажных приборов необходимо произвести через бурильный инструмент и выполнить запись с перекрытием предыдущего интервала, и как дополнительные варианты:

* выполнить ГИС со спуском каротажных приборов на жёстком кабеле;
* выполнить ГИС со спуском каротажных приборов на бурильном инструменте.

*Примечание: перед проведением спуска каротажных приборов на бурильном инструменте, необходимо провести дополнительное шаблонирование ствола скважины с проработкой мест посадок и затяжек бурильного инструмента величиной свыше 3 тн.*

8.7. При проведении каротажных работ со спуском геофизических приборов на бурильном инструменте (использование переводника Simhore с «мокрым соединением кабеля»):

* скорость спуска геофизических приборов на инструменте в обсаженном стволе не более 6 м/мин и в открытом стволе не более 3 м/мин, согласно индивидуальному плану работ на ГИС, либо по согласованию с начальником геофизической партии;
* обеспечить в обязательном порядке синхронное движение бурильного инструмента и кабеля;
* каротажные приборы не должны доходить до забоя 5 метров (разгрузка каротажных приборов на забой запрещена);
* необходимо контролировать величину нагрузки на геофизический прибор (компрессии) при спуске в скважину (монитор с показаниями датчика компрессии должен быть установлен на рабочем месте бурильщика Бурового Подрядчика);
* при наличии в интервалах скважины осложнений, посадок бурильного инструмента во время выполнения последней СПО, необходимо снизить скорость спуска каротажного прибора до скорости, указанной начальником партии ГИС. Дальнейший спуск бурильного инструмента, открытие или закрытие клиньев осуществлять только после получения разрешения от начальника партии ГИС. Контролировать натяжение кабеля на кабельной головке и вес на блоке с привлечением к контролю станции ГТИ;
* при необходимости расхаживать бурильный инструмент, производить данные действия только по согласованию с начальником геофизической партии Подрядчика по ГИС;
* необходимо выполнять профилактические мероприятия по недопущения инцидентов (мероприятия при СПО, промежуточные промывки при спуске бурильного инструмента и на забое скважины), согласно индивидуального плана работ на ГИС либо по согласованию с начальником партии ГИС;
* до начала работ предоставить паспорт с указанием наработки и акт дефектоскопии на разрезной переводник, калибратор;
* необходимо иметь радиосвязь между бурильщиком и подъёмником.

8.8. Буровому Подрядчику необходимо обеспечить:

* место для крепления верхнего ролика, обеспечивающее беспрепятственное движение блока баланса во время СПО и рассчитанное на нагрузку не менее 20 тн;
* место для крепления нижнего ролика, рассчитанное на нагрузку не менее 7 тн;
* место для крепления оттяжного ролика;
* наличие бурильного инструмента с постоянным внутренним диаметром, прошаблонированного шаблоном с диаметром, указанным в плане работ на ГИС;
* проверить исправность бурового оборудования. Особое внимание уделить исправности индикатора веса, талевого каната, тормозных колодок, центровки вышки и исправности ПВО;
* очистку приемных мостов буровой установки от посторонних предметов и труб, обеспечить ровную площадку 10x10 метров перед приемными мостами для расстановки геофизической партии;
* фиксацию ротора и установку новых (без износа) сухарей клиньев ПКР, во избежание проворота при свинчивании или развинчивании инструмента.

8.9. При обрыве каротажного кабеля во время производства ГИС, работы по его извлечению из скважины необходимо проводить с учетом того, что верхняя часть оборванного кабеля:

* в колоннах находится не ниже 50 метров от места обрыва;
* в открытом стволе – не опускается на значительное расстояние ниже места обрыва;
* ловильный инструмент для кабеля («ёрш») должен быть оборудован ограничителем.

8.10. Соединение геофизических и других приборов (инструментов), спускаемых на каротажном кабеле, необходимо выполнять только с использованием стандартной головки с резьбовым соединением, предусматривающей ослабление в заделке кабеля для возможности разъединения кабеля из головки в случае прихвата приборов (бурильного инструмента).

8.11. При выполнении ГИС в открытом стволе скважины, на буровой площадке у Подрядчика по выполнению ГИС должен находиться комплект инструментов и приспособлений для производства аварийных ловильных работ с использованием бурильного инструмента Подрядчика.

8.12. При производстве ГИС в скважине запрещается:

* проведение геофизических исследований при неисправном спускоподъемном оборудовании буровой установки или каротажной станции, отсутствии громкой связи между геофизической партией и буровой вахтой Подрядчика;
* проведение геофизических исследований с каротажной станции, имеющей не исправный датчик контроля натяжения кабеля или при недостаточном количестве топлива для работы подъемного агрегата;
* самостоятельно перемещать каротажную станцию на территории кустовой площадки без предварительного разрешения и без контроля начальника геофизической партии, без ознакомления буровой вахты с планом работ ГИС;
* оставлять в открытом стволе скважины геофизические приборы без их движения более 5 минут (если иное не указано в утвержденном плане работ);
* превышать значения максимальной нагрузки на геофизический прибор во время его спуска в скважину на бурильных трубах;
* спускать переводник с «мокрым соединением кабеля» ниже башмака промежуточной обсадной колонны;
* устанавливать машинные ключи на отверстия переводника «мокрым соединением кабеля» при операциях по соединению с бурильным инструментом;
* выполнять любые движения бурильного инструмента или талевого блока без разрешения начальника геофизической партии;
* выполнять на кабеле каротажные работы в открытом стволе без предварительного выполнения расчета (моделирования) безопасного натяжения кабеля;
* выполнять дополнительные каротажные работы (в том числе, повторные) без дополнительного плана работ;
* в случае прихвата геофизического прибора в скважине, производить дальнейшие работы без плана работ, согласованного руководителями Подрядчика по ГИС, УТиИБ и Бурового Подрядчика.

# **9. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

9.1. Цементирование обсадной колонны производить согласно параметрам программы на цементирование обсадной колонны, согласованной УТиИБ.

9.2. Буровой мастер и Супервайзер должны проверить:

* качество и совместимость продавочной пробки с посадочной муфтой;
* состояние цементирующей головки, в т.ч. механизм, фиксирующий освобождение продавочной пробки (вставку продавочной пробки должны засвидетельствовать мастер Подрядчика по цементированию и Супервайзер);
* длина цементировочных линий должна быть достаточной, чтобы при необходимости можно было проводить расхаживание обсадной колонны. Все цементировочное оборудование перед операцией должно пройти гидроиспытание;
* секция спускаемой обсадной колонны должна быть отцентрирована с помощью центраторов. Место установки центраторов должно быть определено в соответствии с техническим проектом строительства скважины, программой установки центраторов и с учетом полученных данных кавернометрии.

9.3. По окончании спуска обсадной колонны необходимо:

* произвести промывку скважины в объеме не менее 2 циклов (затрубного пространства);
* подачу бурового раствора необходимо начинать с минимальной производительности бурового насоса и постепенно увеличивать величину подачи до оптимальной величины (указанной в плане работ на спуск обсадных колонн);
* при промывке скважины необходимо зафиксировать величину давления при различной подаче бурового насоса;
* необходимо контролировать объем выхода бурового раствора на поверхность. В случае потери циркуляции необходимо обеспечить восстановление циркуляции в полном объеме перед началом цементирования (использовать кольматирующие добавки в буровом растворе, при необходимости и в облегчённом цементе);
* не приступать к цементированию обсадной колонны, если на момент окончания промывки не выполнено достижение режима, указанного в плане работ на спуск обсадной колонны, либо при данном режиме наблюдается потеря циркуляции бурового раствора.

9.4. При промывке ствола скважины, при спуске эксплуатационной обсадной колонны (в башмаке предыдущей обсадной колонны, на забое перед цементированием), необходимо привести значения реологических параметров бурового раствора в соответствие с программой промывки или ГТН на бурение скважины. При возможности, допускается снизить ДНС и условную вязкость бурового раствора до нижних допустимых значений.

9.5. Перед выполнением работ по цементированию обсадной колонны, необходимо обсудить с буровой бригады Бурового Подрядчика и Подрядчика по цементированию последовательность проведения операций, распределить обязанности работников и обратить их внимание на вопросы промышленной безопасности.

9.6. Время процесса цементирования обсадной колонны не должно превышать 75% от времени до начала затвердевания цементного раствора.

9.7. При отрицательных температурах воздуха, вода для затворения цемента должна быть подогрета до температуры указанной в программе цементирования;

9.8. Необходимо производить контроль состояния воды на наличие примесей минимум за четыре часа до начала выполнения работ по цементированию обсадной колонны;

9.9. Необходимо строго контролировать соответствие используемых тампонажных материалов ГОСТам, ТУ при проведении лабораторных тестов и анализов.

9.10. Перед закачиванием тампонажной смеси в скважину необходимо произвести дополнительный контроль плотности цементного раствора по рычажному ареометру.

9.11. Допускается отклонение плотности затворяемого цементного раствора при цементировании обсадной колонны не более 0,02 г/см³ (объемом белее 1 м3 или продолжительностью более 1 мин) от проектного значения, указанного в программе по цементированию скважины.

9.12. Необходимо соблюдать гидравлический режим закачивания и продавки тампонажного (цементного) раствора в скважину в соответствии с расчетами гидравлической программы по цементированию скважины.

9.13. Необходимо не допускать остановок при выполнении работ по цементированию обсадных колонн.

9.14. При цементировании обсадных колонн необходимо производить отбор проб цементного раствора для определения ориентировочного времени затвердевания цементного раствора и контроля прочностных характеристик цементного камня. Необходимо помещать отобранные пробы цементного раствора в среду, с определенной температурой (соответствующей условиям скважины, при необходимости задействовать полевую цементировочную лабораторию).

9.15. Рекомендуемый температурный режим хранения проб цементного раствора:

* при цементировании направления 8-10 °С;
* при цементировании кондукторов 27 °С;
* при цементировании эксплуатационных колонн 62-64 °С;
* также, необходимо отобрать пробы сухого цемента, цементной смеси и цементного раствора для возможности проведения анализа в случае возникновения инцидента при цементировании обсадной колонны.

9.16. Контроль качества цементирования:

* необходимо производить расчет коэффициента кавернозности поинтервально (отдельно для цементного раствора нормальной плотности и «тяжелого» цементного раствора). Примечание: для выполнения расчета принимать за минимальный диаметр долото, работавшее в данном интервале, либо руководствоваться данными станции ГТИ;
* производить контроль высоты подъема цементного раствора за обсадной колонной;
* производить контроль качества сцепления цементного раствора с обсадной колонной согласно с заявленным в программе цементирования временем с момента окончания цементирования.

9.17. Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтеводопроявлений (ГНВП).

9.18. Если признаки ГНВП будут обнаружены в процессе цементирования скважины, то процесс необходимо продолжись по дополнительному плану, при закрытых превенторах с регулированием противодавления в затрубном пространстве.

# **10. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИИ ПРИ УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В ОБСАЖЕННОМ И ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ, А ТАКЖЕ, ПРИ НАРАЩИВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА ЗА ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ**

10.1. Работы по установке цементных мостов необходимо производить в соответствии с планом работ, утвержденного техническим руководителем Бурового Подрядчика и Подрядчика по цементированию скважин, согласованного УТиИБ.

10.2. Во время спуска бурильных труб в скважину, для установки цементного моста, необходимо проводить точный замер их длины и производить их шаблонирование. Меру спускаемых бурильных труб необходимо фиксировать в вахтовом журнале Бурового Подрядчика.

10.3. Вниз колонны спускаемых бурильных труб в скважину для установки цементного моста, необходимо собрать секцию труб меньшего диаметра (НКТ необходимой длиной или бурильные трубы меньшего диаметра).

10.4. На первой трубе НКТ или бурильной трубе малого диаметра необходимо установить направляющую воронку. Требования, предъявляемые к операции по установке цементного моста, аналогичны требованиям, предъявляемым к операциям выполнению цементирования обсадной колоны. Запрещается производить установку цементного моста в скважине, где происходит проявление пластового флюида. Перед установкой цементного моста необходимо промыть скважину и выровнять параметры бурового раствора согласно ГТН. Во время установки цементного моста необходимо производить расхаживание колонны труб.

*Примечание: обвязка колонны труб цементировочной линией должна позволять производить данные операции на длину одной трубы.*

10.5. При установке цементного моста в стволе скважины: при подаче цементного раствора, продавке и срезки «головы» (верхней границы) цементного моста, необходимо производить постоянное расхаживание бурильной колонны на длину не менее одной трубы.

*Примечание:*

* *срезку цементного раствора, необходимо производить c максимально возможной производительностью насоса с выполнением постоянного расхаживания колонны труб на длину не менее 10-12м, обратной промывкой;*
* *в случае невозможности расхаживания колонны труб, необходимо принять меры по скорому окончанию срезки цементного раствора;*
* *срезку с «головы» (верхней границы) цементного моста и промывку (обратную) скважины необходимо производить до полного удаления из скважины загрязненного цементным раствором бурового раствора;*
* *в случае отсутствия выхода циркуляции при срезке цементного раствора необходимо немедленно произвести полный подъем колонны труб.*

10.6. При определении «головы» (верхней границы) цементного моста, необходимо производить спуск бурильного инструмента с промывкой скважины буровым раствором, начиная за 50 метров до предполагаемой глубины «головы» цементного моста.

10.7. Если при спуске в скважину бурильного инструмента отмечается снижение собственного веса, то необходимо немедленно поднять его на 150–200 метров (6-8 свечей) и приступить к интенсивной промывке скважины с выравниванием параметров бурового раствора до проектных значений.

10.8. Дополнительные положения, касающиеся установки цементных мостов в открытом стволе скважины:

* + при спуске труб для установки цементного моста необходимо производить промежуточные промывки в соответствии с планом работ на установку цементного моста. Перед установкой цементного моста, необходимо промыть скважину в течение двух циклов (затрубного пространства), параметры бурового раствора в скважине привести в соответствие с ГТН;
  + до проведения работ по установке цементного моста в стволе скважины, необходимо проверить работоспособность компрессорной станции.

10.9. Производство работ по установке цементного моста с одним исправным компрессором запрещается.

10.10. При выходе из строя спускоподъемного оборудования буровой установки, необходимо немедленно вымыть цементный раствор из скважины прямой промывкой и промыть скважину в течение трех циклов (затрубного пространства).

10.11. Дополнительные положения, касающиеся установки цементных мостов в обсадной колонне с подъемника КРС при использовании НКТ:

* + перед производством работ по установке цементных мостов в обязательном порядке проводится контрольная СПО (50-100 метров) для проверки работоспособности оборудования;
  + срезку «головы» (верхней границы) цементного раствора в обсадной колонне рекомендуется производить обратной промывкой с постоянным расхаживанием колонны труб. Объем обратной промывки равен 1,5-2 объема колонны НКТ;
  + при выходе из строя цементировочной техники, в процессе установки цементного моста при закачанном в обсадную колонну цементном растворе, необходимо произвести подъем труб на безопасное расстояние;
  + при поломках спускоподъемного оборудования, необходимо немедленно вымыть обратной промывкой цементный раствор из обсадной колонны, промыть обсадную колонну в течение трех циклов (до полного удаления цемента);
  + после проведенных работ по установке цементного моста и подъема НКТ в безопасную часть, необходимо промыть обсадную колонну в течение двух циклов (затрубного пространства), и загерметизировать устье скважины.

10.12. Перед проведением работ по наращиванию высоты подъема цементного раствора в межколонном пространстве (в случае технической возможности) необходимо:

* удостовериться в исправности манометра, регистрирующего рабочие показания величины давления в линии нагнетания;
* создать противодавление внутри обсадной колонны на величину максимально ожидаемого давления при цементировании межколонного пространства;
* при выполнении работ, необходимо ограничить максимальное давление нагнетания цементного раствора, от величины давления смятия и разрыва для наименее прочной обсадной колонны, с коэффициентом запаса Кз=2.

# **11. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ**

11.1. На объекте ведения работ (в пределах одного месторождения) необходимо иметь в наличии, в рабочем состоянии, минимальный запас ловильного инструмента.

11.2. Меры по локализации и ликвидации инцидента, произошедшего при строительстве скважин, необходимо принимать немедленно, исходя из экономической целесообразности и технической оснащенности.

11.3. При возникновении инцидента, буровой мастер Бурового Подрядчика немедленно сообщает о случившемся техническому руководителю Бурового Подрядчика и Буровому супервайзеру.

11.4. При этом на объекте производства работ принимаются все необходимые меры для снижения рисков развития инцидента и минимизации его последствий.

11.5. При возникновении инцидента УТиИБ и техническая служба Бурового Подрядчика под руководством начальника УТиИБ:

* разрабатывает план ликвидации инцидента, в котором должны быть предусмотрены конкретные работы по ликвидации инцидента, сроки проведения работ, меры по технике безопасности и меры по исключению усугубления ситуации.

*Примечание:*

* *первоначальный план обсуждается и согласовывается с руководителями УСБ и УТиИБ, далее, передается на Буровому супервайзеру, после ознакомления технического руководителя Бурового Подрядчика;*
* *Буровой супервайзер назначает лиц ответственных за проведение работ по ликвидации инцидента;*
* *Буровой супервайзер обеспечивает контроль над проведением работ по ликвидации инцидента;*
* *согласовываются с Обществом все планы работ.*

11.6. Все аварийные работы осуществляются под руководством мастера по сложным работам по утвержденному Буровым Подрядчиком и согласованному с руководителями УСБ и УТиИБ плану.

11.7. Перед проведением аварийных работ необходимо провести инструктаж с буровой бригадой по плану работ, охране труда и технике безопасности, проверить состояние буровой вышки, талевую систему, буровое оборудование, КИПиА.

11.8. Все инциденты, допущенные при строительстве скважин, необходимо анализировать на совместных производственных совещаниях.

11.9. В зависимости от вида и характера инцидента для участия в работе постоянно действующей комиссии (ПДК) привлекаются представители всех Подрядчиков, причастных к данному инциденту.

11.10. Членами ПДК устанавливаются непосредственные и системные причины аварии, определяются виновники (Буровой Подрядчик, Подрядчики, Заказчик) её возникновения и степень их вины (включая степень вины Заказчика), а также для предупреждения повторения подобных аварий разрабатываются корректирующие мероприятия, направленные на устранение системных причин. Акт расследования аварии должен быть утвержден Председателем ПДК не позднее 10 рабочих дней с даты обнаружения аварии в случае отсутствия разногласий в определении причин и виновников аварии.

11.11. Сбор первичных материалов осуществляет Супервайзер, закрепленный за объектом, на котором произошла авария, в течение 1 суток с момента обнаружения аварии. Супервайзером составляется акт о начале аварии. По окончании работ по ликвидации аварий Супервайзером составляется акт об окончании аварии. Акты подписывают все представители Подрядчика, участвующие в строительстве скважины (бокового ствола) в момент возникновения аварии. При отказе от подписи кого-либо из представителей, составляется акт об отказе от подписи, который подписывают представители остальных Подрядчиков, присутствующих на скважине в момент возникновения аварии.

11.12. Любой работник Общества (Подрядчика) при обнаружении пожара или признаков горения (огня, запаха дыма и т.п.), срабатывания АПС обязан:

11.13. Немедленно сообщить (назвать наименования объекта защиты, точное место возникновения пожара и свою фамилию) в пожарную охрану по телефону:

* 01, 112 – для населенных пунктов;
* 101, 22221 (со стационарного телефона), 777-01, 741-91(сот. 8-913-550-96-09) для Ванкорского месторождения;
* 22221 (со стационарного телефона),75-059, 77-646 для НПС-1;
* 22221 (со стационарного телефона),77-228, 77-647 для НПС-2;
* 22221 (со стационарного телефона),76-132 для КНПС-Пурпе;
* 22221 (со стационарного телефона),76-503 для производственной базы  «Прилуки»;
* 101, 22221 (со стационарного телефона), 71-101, 78-001(сот. 8-983-280-40-67) для Сузунского месторождения;
* 101, 22231 (со стационарного телефона), 62201, 70-101, 78-934 (сот. 8-913-533-02-70) для Тагульского месторождения;
* 22241 (со стационарного телефона), 78-935 (сот. 8-912-080-42-86) для Лодочного месторождения;
* 22221 (со стационарного телефона), 67-220 (сот. 8-913-190-20-89) для объектов ООО «Восток Ойл».

11.14. Дополнительно сообщить о загорании:

* в РИТС №1 (Ванкорский производственный участок, Лодочный производственный участок, НПС-1,2, КНПС-Пурпе, производственная база «Прилуки») по телефону 22222 (со стационарного телефона), 76-600, 77-600 (сот. 8-913-534-52-49);
* в РИТС №2 (Сузунский производственный участок) по телефону 22222 (со стационарного телефона), 70-500, 78-363 (сот. 8-913-030-24-33);
* в РИТС №3 (Тагульский производственный участок) по телефону 22232 (со стационарного телефона), 62-100, 78-281 (сот. 8-983-617-48-92);
* в РИТС №4 (ООО «Восток Ойл») по телефону 22222 (со стационарного телефона), 68-988 (сот. 8-913-190-20-89).

11.15. Сообщить о загорании своему непосредственному руководителю или старшему должностному лицу того подразделения, где произошло возгорание.

11.16. Принять меры по эвакуации людей, а при условии отсутствия угрозы жизни и здоровью людей меры по тушению пожара в начальной стадии имеющимися средствами пожаротушения (огнетушителями, стволами от внутренних пожарных кранов) и сохранности материальных ценностей.

11.17. Покинуть опасную зону, следуя к основным и запасным эвакуационным выходам.

11.18. Руководитель СП (старшее должностное лицо) обязан:

* продублировать сообщение о пожаре (срабатывании АПС) в пожарную охрану;
* продублировать сообщение о пожаре (срабатывании АПС) в РИТС №№ 1-4 (в зависимости от расположения объекта);
* поставить в известность вышестоящее руководство;
* организовать работу противопожарных звеньев в соответствии с Положением  
  ООО «РН-Ванкор» № П3-05 Р-0005 ЮЛ-583 «О противопожарных звеньях»;
* организовать эвакуационные мероприятия, в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;
* проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты). В случае не запуска систем в автоматическом режиме, произвести запуск в ручном режиме согласно разработанной инструкции;
* при необходимости отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты), остановить работу агрегатов, аппаратов, перекрыть сырьевые, газовые, паровые, и водяные коммуникации, остановить работу систем вентиляции в аварийном и смежных с ним помещений, выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению развития пожара и задымления помещений здания;
* прекратить все работы в здании (если это допустимо по технологическому процессу производства) кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
* удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
* осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделений пожарной охраны;
* обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;
* одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту товарно-материальных ценностей;
* организовать встречу пожарных подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути подъезда к очагу пожара;
* сообщить подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожаров и проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объектах опасных (взрывоопасных), взрывчатых сильнодействующих ядовитых веществ необходимые для обеспечения безопасности личного состава;
* по прибытии пожарного подразделения руководитель СП Общества или лицо его заменяющее обязан проинформировать руководителя тушения пожара о конструктивных и технологических особенностях объекта, прилегающих строений и сооружений количестве и пожароопасных свойствах хранимых и применяемых веществ, материалов, изделий и др. сведениях необходимых для успешной ликвидации пожара;
* вызвать дополнительную спец. технику согласно «Плана ликвидации аварии» задействовать членов ППЗ;
* руководитель СП Общества или лицо его заменяющее организует и обеспечивает доставку пенообразователя (блочно-редуцирующих устройств, воды) к месту пожара;
* по решению руководителя тушения пожара, организовать привлечение сил и средств объекта к осуществлению необходимых мероприятий, связанных с ликвидацией пожара и предупреждением его развития.

11.19. Руководитель СП Общества (старшее должностное лицо) объекта, которому создается угроза, в следствии приближения природного (тундрового) пожара, обязан:

* организовать сбор всех работников объекта, обеспечить работников средствами защиты (противогаз, ватно-марлевая повязка);
* осуществить общее руководство по защите объекта от приближения тундрового пожара;
* привлечь всех членов противопожарных звеньев;
* организовать работы по созданию противопожарных разрывов, при этом обеспечив работников необходимым инструментом;
* организовать связь с работниками находящихся на удалении от объекта;
* при наличии естественных водоисточников задействовать все имеющиеся мотопомпы;
* организовать прибытие дополнительной специальной техники (водовозная техника и т.д.);
* в случае затяжных пожаров (4 часа и более), обеспечить участников тушения пожара питьевой водой, питанием, местами отдыха.

11.20. Начальник смены РИТС №1, РИТС №2, РИТС №3, РИТС №4 обязан:

* сообщить о поступившем сообщении в подразделение пожарной охраны, в дальнейшем действует согласно Схемы оповещения о ЧС (угрозе возникновения ЧС), происшествиях 1, 2, 3 и 4 уровня;
* установить связь с руководителем объекта, в дальнейшем действует согласно алгоритма по реагированию на сообщения о пожаре для оперативного привлечения членов ППЗ СП Общества.

11.21. Руководитель СП Общества, на территории которого произошел пожар (загорание), обязан принять меры к сохранению обстановки места пожара до окончания проверки по факту пожара.

11.22. При попадании пожара (загорания) под классификации чрезвычайная ситуация или происшествие, угрозу ЧС в ООО «РН-Ванкор» - по решению генерального директора, первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера (при необходимости), мобилизуется оперативный.

11.23. Отдел предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в составе ОШ обязан:

* круглосуточно иметь при себе включенный мобильный телефон;
* при получении команды, прибыть к месту сбора ОШ в любой момент, включая выходные и праздничные дни, выпавшие на период дежурства, в течение 30 минут;
* своевременно информировать непосредственного руководителя, и руководителя ОШ о неспособности выполнять свои обязанности в составе ОШ (например, в случае болезни);
* ставить непосредственного руководителя (его заместителя, секретаря) от которого назначен в состав ОШ, руководителя ОШ в известность по поводу любых изменений в личной контактной информации для внесения изменений в справочник контактных данных;
* при получении сигнала о мобилизации ОШ явиться к месту сбора в установленное время в любой день недели, включая выходные и праздничные дни, и приступить к выполнению задач, связанных с организацией оперативного управления и реагирования на ЧС (угрозу ЧС) или происшествие;
* обеспечить взаимодействие ОШ с руководителем и работниками Отдела предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, по вопросам, возникающим в процессе работы оперативного штаба;
* проводить анализ сложившейся в результате ЧС (угрозы ЧС), происшествия обстановки, прогнозирование её развития и последствий;
* организовывать и проводить техническое консультирование работников объекта, в котором произошла ЧС (угроза ЧС), происшествие, в том числе с использованием потенциала Отдела предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
* обеспечить информирование по вопросам, связанным с ликвидацией ЧС (угрозы ЧС), происшествия по своему и смежному бизнес-направлениям руководителя ОШ;
* организовать получение детальной оперативной и технической информации с места ЧС (угрозы ЧС), происшествия;
* предоставлять необходимые консультации работникам ОШ;
* обеспечить планирование непрерывности деятельности Общества, в том числе с использованием при необходимости потенциала отдела гражданской обороны, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
* готовить проекты документов распорядительного, информационного, аналитического характера по вопросам своего бизнес - направления, в целях стабилизации обстановки, ликвидации ЧС, происшествия;
* документировать все вопросы и действия ОШ в области своей компетенции;
* содействовать в организации сбора и консолидации необходимой информации и материалов для последующего расследования ЧС, происшествия в установленном в Обществе порядке.

11.24. Звуковой сигнал оповещения работников при пожаре «ПОЖАР» - 3 равных коротких гудка.

**12. ТРЕБОВАНИЯ В ОБЛАСТи охранЫ труда, промышленнОЙ безопасностЙ и охраны окружающей среды**

12.1. В ходе выполнения работ Буровые Подрядчики обязуется:

* соблюдать нормы действующего законодательства Российской Федерации, включая законодательство о недрах, об охране окружающей среды, о промышленной и пожарной безопасности, о природных и минеральных ресурсах, иные законы и нормативные акты, действующие на территории выполнения работ;
* обеспечить выполнение необходимых мероприятий по промышленной безопасности, охране труда, охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов, по пожарной безопасности объекта, на котором выполняются работы;
* незамедлительно информировать Общество обо всех происшествиях (в том числе инцидентах, авариях и несчастных случаях), произошедших при выполнении обязательств по Договору на оказание услуг или в связи с ним, организовывать их расследование в соответствии с требованиями государственных нормативно-технических и правовых актов, а также требованиями Общества. Расследование причин аварий, инцидентов и несчастных случаев осуществляется в порядке, предусмотренном действующим законодательством Российской Федерации», комиссией с обязательным участием Общества, Подрядчика и привлекаемых Подрядчиком третьих лиц, а также представителей уполномоченных государственных органов в случаях, предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации. Отказ от участия в комиссии не допускается;
* незамедлительно информировать Общество обо всех обнаруженных фактах и признаках происшествий (в том числе отказов, инцидентов, аварий, несчастных случаев, разливов нефти (пластовых, подтоварных вод), пожаров и других обстоятельствах, которые могут иметь значение для обеспечения ПБОТОС, даже если такие обстоятельства не связаны с выполнением обязательств по Договору на оказание услуг, но обнаружены на объектах Общества или в непосредственной близости от них;
* направлять Обществу отчеты о реализации мероприятий по устранению несоответствий требованиям по ПБОТОС и мер по снижению операционных рисков.

12.2. Под происшествием в настоящем пункте понимается любое незапланированное событие, случившееся в производственной среде Общества или Подрядчика, которое привело или могло привести к несчастному случаю на производстве, аварии, инциденту, пожару, дорожно-транспортному происшествию, негативному воздействию на окружающую среду, или любому иному событию, связанному с промышленной безопасностью, охраной труда, охраной окружающей среды.

12.3. В случае привлечения Подрядчиком с письменного согласия Общества, в порядке, установленном Договором на оказание услуг, третьих лиц, Подрядчик обязан включить в заключаемые с ними договоры условия, предусмотренные настоящей статьей, и осуществлять контроль их исполнения. По требованию Общества Подрядчик обязан предоставить копии Договоров, заключенных им с третьими лицами, и, в случае наличия у Общества замечаний по тексту, обеспечить внесение в Договор соответствующих изменений.

12.4. Подрядчик самостоятельно несет ответственность за допущенные им при выполнении работ нарушения природоохранного, водного, земельного, лесного законодательства, законодательства в области пожарной безопасности, охраны труда, атмосферного воздуха, промышленной безопасности и т.д., включая оплату штрафов, пеней, а также по возмещению причиненного в связи с этим вреда. В случае если Общество было привлечено к ответственности за вышеуказанные нарушения Подрядчика, последний обязуется возместить Обществу все причиненные этим убытки.

12.5. При наличии вины Подрядчика за аварии, инциденты и несчастные случаи, произошедшие в процессе работы, последний обязуется возместить Обществу причиненные убытки.

12.6. Общество не несет ответственности за травмы, увечья или смерть любого работника Подрядчика или третьего лица, привлеченного Подрядчиком, не по вине Общества, а также в случае нарушения ими правил техники безопасности или промышленной санитарии.

12.7. Общество вправе в любое время осуществлять контроль за соблюдением Подрядчиком и третьими лицами, привлекаемыми Подрядчиком, положений по соблюдению ПБОТОС. Обнаруженные в ходе проверки нарушения фиксируются в акте, подписываемом Обществом, Подрядчика или третьих лиц, привлекаемых Подрядчиком. Подрядчик, третьи лица, привлекаемые Подрядчиком, имеют право отразить в акте особое мнение относительно обстоятельств, при которых были допущены нарушения. В случае отказа Подрядчика, третьих лиц, привлекаемых Подрядчиком, от подписания такого акта, он оформляется Обществом в одностороннем порядке.

12.8. Несоблюдение Подрядчиком и третьими лицами, привлекаемыми Подрядчиком, требований настоящей статьи является существенным нарушением условий заключённого Договора и дает Обществу право требовать уплаты штрафа, согласно договорных обязательств, а также расторгнуть заключённый Договор в одностороннем порядке без обязательств Общества по возмещению убытков Подрядчика, связанных с таким расторжением.

13. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

**13.1. ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ**

Технологическая инструкция является ЛНД постоянного действия.

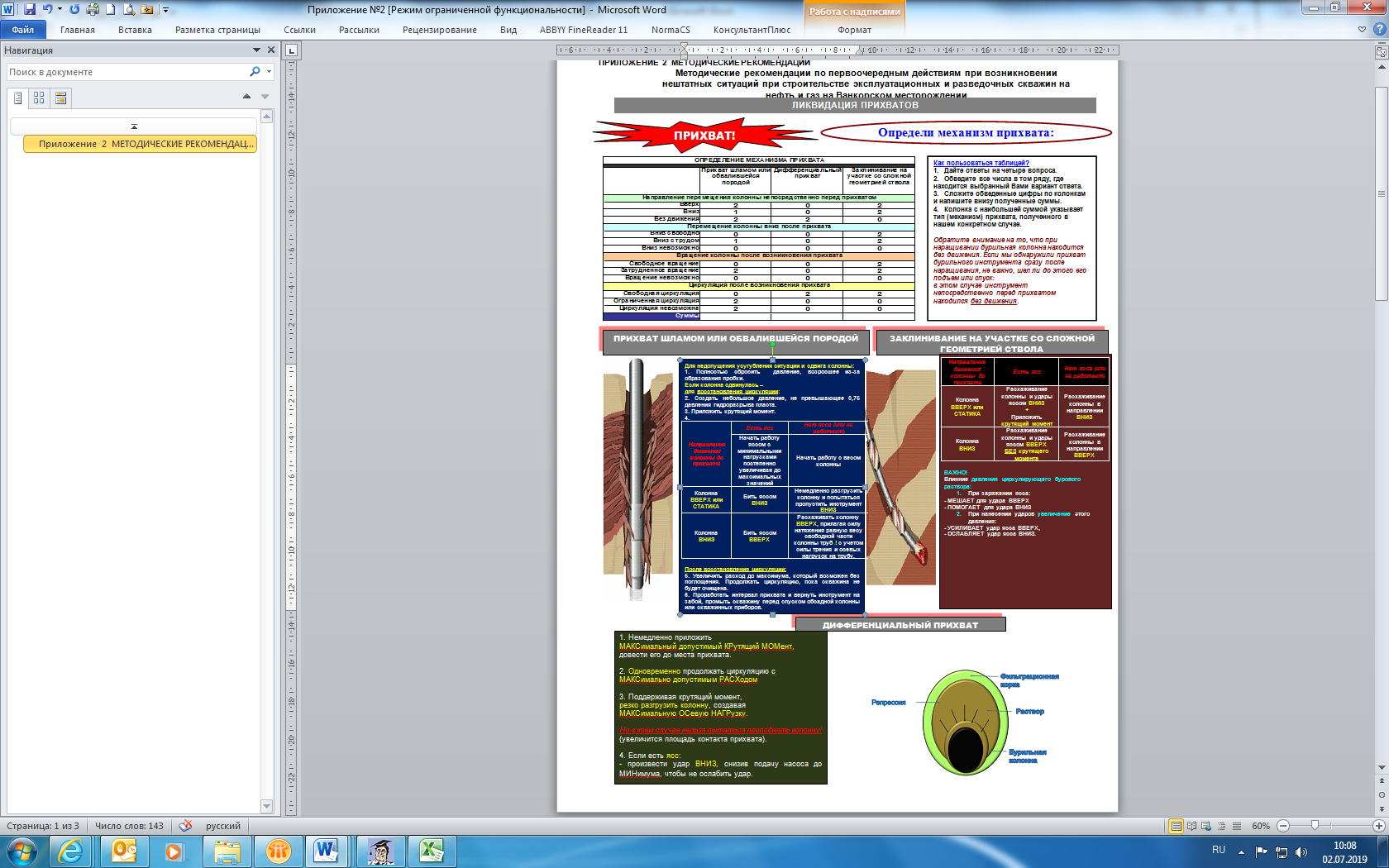
**13.2.** **СВЯЗИ С ДРУГИМИ ДОКУМЕНТАМИ**

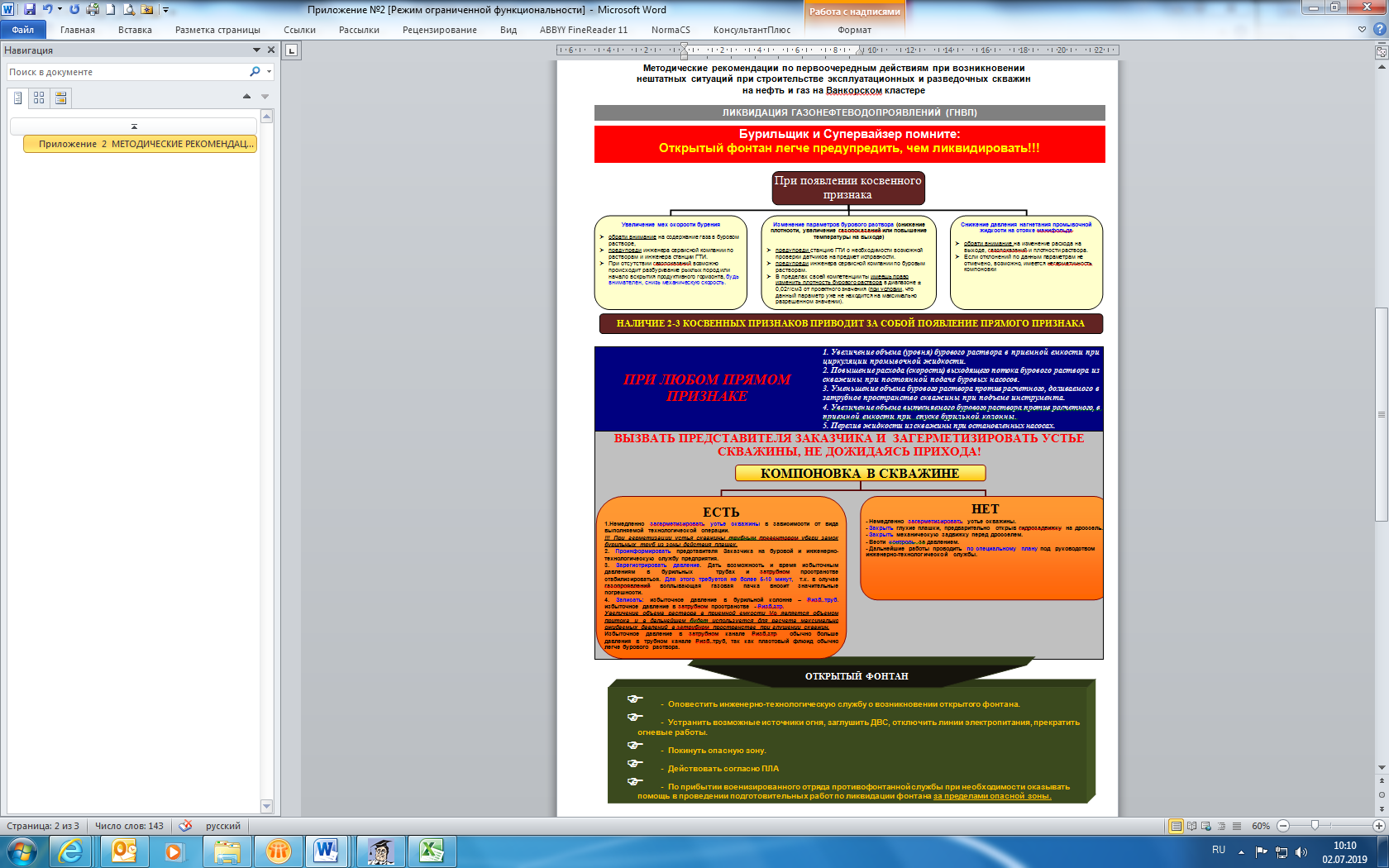
Технологическая инструкция разработана с учетом Типовых требований № П2-10 И-01168 «Организация работы бурового супервайзера на объектах Обществ Группы при строительстве скважин и зарезке боковых стволов на суше».

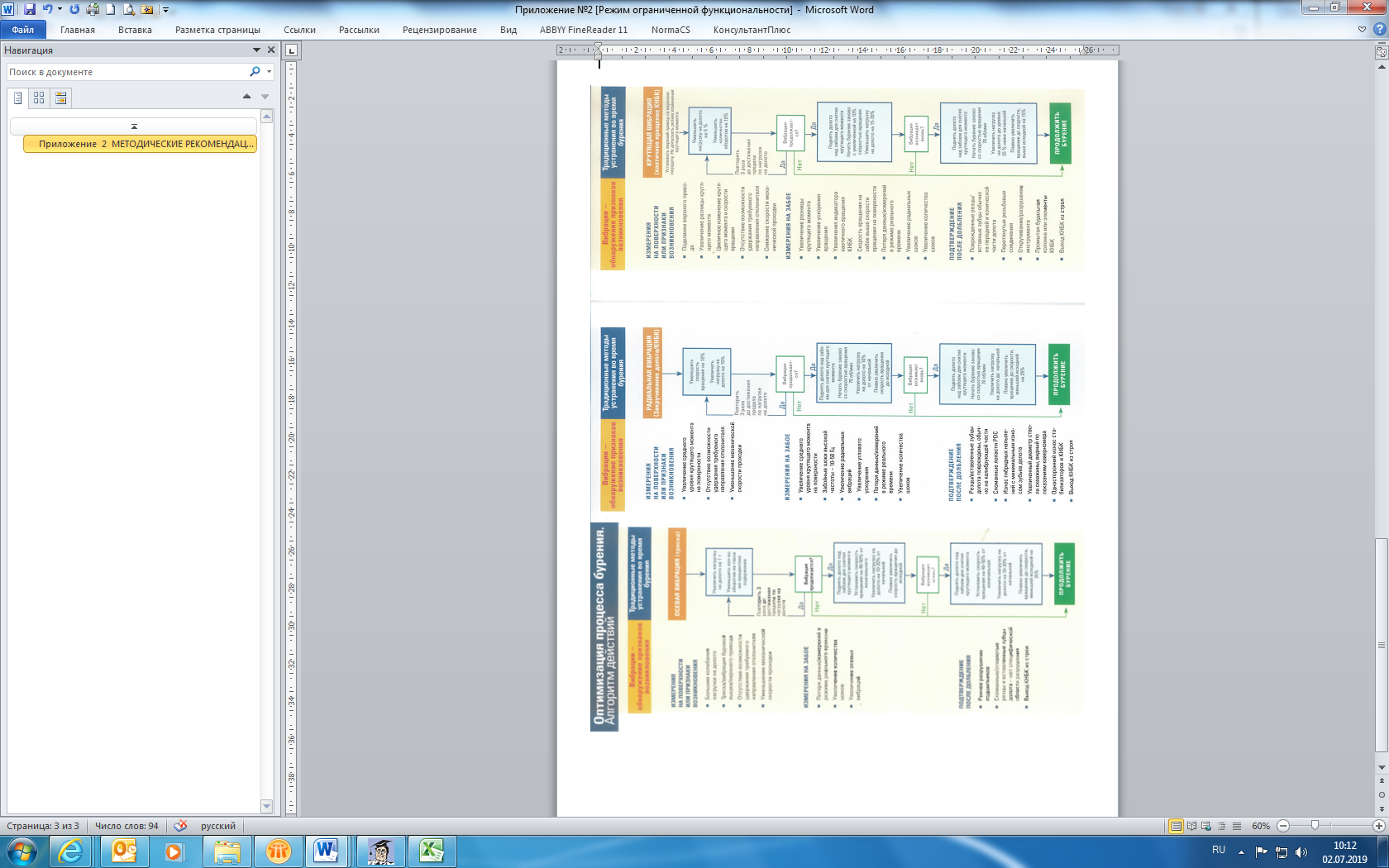
# **14. ССЫЛКИ**

1. [Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».](https://login.consultant.ru/link/?req=doc&base=LAW&n=445001&dst=100002,1)
2. Национальный стандарт Российской Федерации [ГОСТ Р ИСО 9001-2015 «Системы менеджмента качества. Требования».](https://login.consultant.ru/link/?req=doc&base=LAW&n=194941&dst=100004,1)
3. Типовые требования Компании № П2-10 И-01168 «Организация работы бурового супервайзера на объектах Обществ Группы при строительстве скважин и зарезке боковых стволов на суше».
4. Типовые требования Компании № П2-10 ТТР-0001 «Требования к спецификации, эксплуатации и инспекции бурильного инструмента».
5. Положение ООО «РН-Ванкор» № П3-05 Р-0005 ЮЛ-583 «О противопожарных звеньях».

# **ПРИЛОЖЕНИЕ 1. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ**







**ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТЕРМИНЫ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ЛНД**

**ТЕРМИНЫ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| АВАРИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА СУШЕ | \_ | нарушение непрерывности технологического процесса строительства (бурения, крепления, освоения и испытания, выполненных с буровой установки) скважины/зарезки бокового ствола на суше, вызванное разрушением скважинного оборудования, потерей подвижности колонны труб или ее поломкой с оставлением в скважине элементов колонны, а также различных предметов, для восстановления которого требуется проведение специальных работ, не предусмотренных проектом, программой, планом или графиком ведения работ. |
| БРАК | \_ | отклонение конструкции скважины от проекта, или отклонение выполнения технологического процесса от нормативного, снижающее эксплуатационные свойства объекта или достигнутые результаты. |
| БУРОВОЙ СУПЕРВАЙЗЕР (СУПЕРВАЙЗЕР) | \_ | специалист, представитель ООО «РН-Ванкор» на объектах строительства скважин и зарезки боковых стволов, осуществляющий технологический контроль и управление процессом строительства скважин и зарезки боковых стволов в строгом соответствии с регламентирующими и интересами ООО «РН-Ванкор». |
| БУРОВОЙ МАСТЕР | \_ | представитель бурового подрядчика, оказывающего услуги по бурению скважин посредством предоставления исправного бурового оборудования и инструмента, комплектной обученной буровой бригады и квалифицированных инженерно-технических работников на буровой площадке. |
| БУРОВОЙ ПОДРЯДЧИК | \_ | подрядная организация, осуществляющая строительство и реконструкцию скважин, в соответствии с законодательными, нормативными правовыми и локальными нормативными документами, рабочими программами, посредством предоставления бурового оборудования и инструмента, буровой бригады и квалифицированных инженерно-технических работников, выполняющая работу в соответствии с заключенным договором подряда на строительство (реконструкцию) скважин. |
| ЗАТЯЖКА | \_ | значительное превышение веса на крюке собственного веса колонны труб, при которой по техническим нормам разрешается продолжать подъем. |
| ЗАРЕЗКА (БУРЕНИЕ) БОКОВОГО СТВОЛА | \_ | комплекс работ по восстановлению или повышению работоспособности скважин, а также в целях доразведки запасов методом зарезки (бурения) боковых стволов или углубления забоя, применяемый с целью доизвлечения неохваченных ранее разработкой остаточных (неразрабатываемых) запасов углеводородного сырья, вывода из бездействия скважин, а также ликвидации аварий, осложнений. |
| ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ | \_ | буровая бригада, бригада по зарезке боковых стволов, бригада освоения или бригада по вышко-монтажным работам, выполняющие работы в интересах ООО «РН-Ванкор» по договору подряда (субподряда), и контроль над работами в которой осуществляет супервайзер. |
| ОСЛОЖНЕНИЕ | \_ | событие, связанное с нарушением нормального хода производственного процесса (без разрушения оборудования), требующее дополнительных затрат времени на его устранение. |
| ПОРШНЕВАНИЕ | \_ | процесс, при котором происходит увеличение давления в скважине при СПО (спуск), что потенциально может привести к поглощению бурового раствора в пласт. |
| ПОСАДКА | \_ | уменьшение веса на крюке буровой установки при спуске колонны труб. |
| СВАБИРОВАНИЕ | \_ | процесс, при котором происходит уменьшение давления в скважине при СПО (подъём), что потенциально может привести к притоку жидкости из пласта в скважину |
| СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН | \_ | комплекс работ по строительству скважин, включающий вышкомонтажные работы, бурение, крепление ствола и освоение скважины. |
| УПРАВЛЕНИЕ | \_ | процесс, обеспечивающий контроль, планирование, организацию и мотивацию деятельности коллектива, выполняющего строительство скважин и зарезку боковых стволов, а также обеспечивающий самостоятельную деятельность с определением задач собственной работы и работы подрядчика для достижения целей. |

**ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| АНПД | – | аномально низкое пластовое давление. |
| БУ | – | буровая установка. |
| ВБТ | – | ведущая бурильная труба. |
| ВЗД | – | винтовой забойный двигатель. |
| ГЗД | – | гидравлический забойный двигатель. |
| ГИС | – | геофизические исследования скважин. |
| ГНВП | – | Газонефтеводопроявление. |
| ГТИ | – | геолого-технические исследования. |
| ГТМ | – | геолого-технический мероприятия |
| ГТН | – | геолого-технический наряд. |
| КИПиА | – | контрольно-измерительные приборы и автоматика. |
| КНБК | – | компоновка низа бурильной колонны. |
| КО | – | клапан обратный. |
| НКТ | – | насосно-компрессорная труба. |
| ННБ | – | наклонно направленное бурение. |
| ОБЩЕСТВО | – | ООО «РН-Ванкор». |
| ООС | – | охрана окружающей среды. |
| ПБОТОС | – | промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды. |
| ПВО | – | противовыбросовое оборудование. |
| ПКР | – | пневматические клинья ротора. |
| ППР | – | планово-предупредительный ремонт. |
| ППУ | – | промысловая парогенераторная установка. |
| РУС | – | роторная управляемая система. |
| СВП | – | система верхнего привода. |
| СНС | – | статическое напряжение сдвига. |
| СПО | – | спускоподъемная операция. |
| ТБ | – | техника безопасности. |
| ТБТ | – | толстостенная бурильная труба. |
| УБТ | – | утяжеленная бурильная труба. |
| УБТС | – | утяжеленная бурильная труба спиральная. |
| УГСБС | – | управление геологического сопровождения бурения скважин ООО «РН-Ванкор». |
| УЗД | – | ультразвуковая дефектоскопия. |
| УСБ | – | управление супервайзинга бурения ООО «РН-Ванкор». |
| УТиИБ | – | управление технологий и инжиниринга бурения ООО «РН-Ванкор». |

**СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ**

**ВЫПИСКА ИЗ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ЗАВОД-ИЗГОТОВИТЕЛЬ | – | организация, изготавливающая продукцию (изделия) и несущая ответственность за соответствие изготовленной продукции (изделия) требованиям технических условий и действующих нормативных документов. |
| ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК) | – | физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации. |

**ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ[[1]](#footnote-1)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ИНЦИДЕНТ | – | отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса [ст. 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»]. |
| СКВАЖИНА | – | горно-техническое сооружение, включающее цилиндрическую горную выработку большой протяженности и малого диаметра, обсаженную одной или несколькими зацементированными колоннами труб, соединяющую продуктивные пласты с земной поверхностью, и оснащенное технологическим оборудованием для подъема извлекаемых из недр полезных ископаемых и попутных компонентов, нагнетания в пласт различных агентов, исследований пластов и пластовых флюидов, а также контроля и наблюдений за состоянием недр. [п. 3 [ГОСТ Р 58435-2019. Проектирование и освоение газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Движение геолого-технологической информации в процессе добычи углеводородного сырья и оптимизации разработки месторождений](https://login.consultant.ru/link/?req=doc&base=STR&n=24448&dst=100001,4)]. |

**СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД**

| **версия/ изменения** | **ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ООО «РН-Ванкор»** | | | **Краткая АННОТАЦИЯ** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **УТВЕРЖДЕНИЯ** | **ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (вступления в силу)** | **утраты силы** |
| 1.00 | 17.06.2016  Приказ от 17.06.2016 № 89/РНВ-лнд | 17.06.2016  Приказ от 17.06.2016 № 89/РНВ-лнд | 19.01.2018 | Технологическая инструкция устанавливает требования для безаварийного проведения работ при бурении, креплении, реконструкции скважин и зарезке боковых стволов, освоении нефтяных, газовых, нагнетательных и водозаборных скважин |
| Изм. 1 | 19.01.2018  Приказ от 19.01.2018 №РНВ-20/лнд | 19.01.2018  Приказ от 19.01.2018 №РНВ-20/лнд | 20.07.2018 | - |
| Изм. 2 | 20.07.2018  Приказ от 20.07.2018 №РНВ-228/лнд | 20.07.2018  Приказ от 20.07.2018 №РНВ-228/лнд | 28.06.2019 | - |
| Изм. 3 | 28.06.2019  Приказ от 28.06.2019 №РНВ-219/лнд | 28.06.2019  Приказ от 28.06.2019 №РНВ-219/лнд | 31.12.2019 | - |
| Изм. 4 | 31.12.2019  Приказ от 31.12.2019 №РНВ-497/лнд | 31.12.2019  Приказ от 31.12.2019 №РНВ-497/лнд | 27.09.2021 | - |
| Изм. 5 | 27.09.2021  Приказ от 27.09.2021 №РНВ-355/лн | 27.09.2021  Приказ от 27.09.2021 №РНВ-355/лн | 24.12.2024  Приказ 24.12.2024 №РНВ-450/лнд | - |
| 2 | 24.12.2024  Приказ 24.12.2024 №РНВ-450/лнд | 24.12.2024  Приказ 24.12.2024 №РНВ-450/лнд |  | Технологическая инструкция устанавливает требования для безаварийного проведения работ при бурении, креплении, реконструкции скважин и зарезке боковых стволов, освоении нефтяных, газовых, нагнетательных и водозаборных скважин |

1. Под внешними документами понимаются нормативные правовые акты, технические регламенты (Таможенного союза и Евразийского экономического союза), национальные стандарты и правила стандартизации, международные стандарты, региональные стандарты, региональные своды правил, межгосударственные стандарты, стандарты иностранных государств, иные внешние документы аналогичного статуса. [↑](#footnote-ref-1)