

**СОГЛАСОВАНО**

**Заместитель начальника АСФ-  
заместитель генерального директора**

**ООО «Юграпромбезопасность»**

**В.П. Бакулин**

«\_\_»

2022 года

**На период действия договора**

**№044420/0447Д от 20.04.2020**



**УТВЕРЖДЕНА**

**Приказом ООО «Славнефть-**

**Красноярскнефтегаз»**

**от «28» марта 2019 г. № 383**

**Введена в действие «28» марта 2019 г.**

## **ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ООО «СЛАВНЕФТЬ – КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»**

### **ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ**

**№ ПЗ-05 И-0001 ЮЛ-428**

**ВЕРСИЯ 2.00**

- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 21.06.2019 №789)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 19.06.2020 № 798)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 27.08.2020 № 1071)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 05.10.2020 № 1240)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 26.01.2021 № 69)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 07.02.2022 № 144)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 07.09.2022 № 1105)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 05.10.2022 № 1239)
- (с изменениями, внесенными приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от 09.06.2023 № 691)

**Г. КРАСНОЯРСК  
2019**

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
НАЗНАЧЕНИЕ .....	3
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ .....	3
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ.....	4
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	5
2.ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	9
3. ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ .....	12
4. КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ.....	16
5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И РАННЕМУ ОБНАРУЖЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ.....	17
6. ПРИЧИНЫ ПЕРЕХОДА ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ В ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН.....	20
7. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ.....	21
8. ТРЕБОВАНИЯ К ДОЛИВУ СВАЖИНЫ .....	33
9. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ .....	36
10. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ .....	38
11. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И РАБОЧИЕ ЖИДКОСТИ .....	44
12. КОНТРОЛЬ ЗА ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ .....	47
13.НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ .....	50
14. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ .....	55
15. ССЫЛКИ.....	59
16. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА.....	61
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	62

Права на настоящий ЛНД принадлежат ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ООО «Славнефть–Красноярскнефтегаз».

© © ООО «Славнефть–Красноярскнефтегаз», 2019

ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ООО «СЛАВНЕФТЬ – КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ» «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ»

№ ПЗ-05 И-0001 ЮЛ-428 ВЕРСИЯ 2.00

СТРАНИЦА 2 ИЗ 73

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Инструкция по безопасности ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов» (далее – Инструкция по безопасности) устанавливает единые требования к предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин в процессах проектирования, бурения, освоения после бурения, эксплуатации, реконструкции, ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации скважин всех назначений: нефтяных, газовых, нагнетательных, поглощающих, контрольных, пьезометрических, разведочных, поисковых, наблюдательных, опорных, водозаборных, структурных.

Настоящая Инструкция по безопасности разработана с учетом требований РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению возникновения открытого фонтанирования скважин на предприятиях нефтяной промышленности», утвержденной Приказом Минэнерго России от 15.02.2001 №52, «Инструкции по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов», согласованной письмом Госгортехнадзора России от 29.07.2003 №10-03/800, утвержденной первым заместителем Министра энергетики РФ и заместителем Председателя ОАО «Газпром» 15.10.2003, Положения Компании №ПЗ-05 С-0257 «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин».

## ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящая Инструкция по безопасности обязательна для исполнения работниками:

- структурных подразделений, подчиненных первому заместителю генерального директора по производству – главному инженеру ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
- структурных подразделений, подчиненных заместителю генерального директора – главному геологу ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
- структурных подразделений, подчиненных заместителю генерального директора по бурению ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
- управления промышленной безопасности и охраны труда ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
- иных структурных подразделений ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», имеющих косвенное и непосредственное отношение к выполнению работ по бурению, реконструкции, ремонту, освоению, испытанию, проведению исследований, ликвидации и эксплуатации скважин, в том числе при подготовительно-заключительных работах при гидроразрыве пласта.

Распорядительные, локальные нормативные документы и иные внутренние документы не должны противоречить настоящей Инструкции по безопасности.

Структурные подразделения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» при оформлении

договоров с подрядными организациями, задействованными в процессе бурения, реконструкции, ремонта, освоения, испытания, подготовительно-заключительных работах при гидроразрыве пласта, проведении исследований, ликвидации и эксплуатации скважин, в том числе организациями, оказывающими услуги/выполняющими работы в области предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на лицензионных участках ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», обязаны включать в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядной организацией настоящей Инструкции по безопасности.

Настоящая Инструкция по безопасности согласовывается с противофонтанной организацией (противофонтанной военизированной частью).

## **ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ**

Настоящая Инструкция по безопасности является локальным нормативным документом постоянного действия.

# 1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**АВАРИЙНАЯ СИТУАЦИЯ** – состояние потенциально опасного объекта, характеризующееся нарушением пределов и (или) условий безопасной эксплуатации, не перешедшее в аварию, при котором все неблагоприятные влияния источников опасности на работников, население и окружающую среду удерживаются в приемлемых пределах посредством соответствующих технических средств, предусмотренных проектом.

**АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОЕ ФОРМИРОВАНИЕ** – самостоятельная или входящая в состав аварийно-спасательной службы структура, предназначенная для проведения аварийно-спасательных работ, основу которой составляют подразделения спасателей, оснащенные специальными техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами.

**АВАРИЯ** – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

**ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ КЛАПАН-ОТСЕКАТЕЛЬ** – устройство для автоматического перекрытия сечения потока пластового флюида фонтанной скважины при изменении одного или нескольких режимных параметров.

**ВЫБРОС** – это интенсивное вытеснение из скважины промывочной жидкости за счет расширения поднимающегося по стволу скважины газа.

**ГАЗОВЫЙ ФАКТОР СКВАЖИНЫ (ГАЗОВЫЙ ФАКТОР)** - отношение полученного по скважине количества газа (в м<sup>3</sup>), приведенного к стандартным условиям по давлению и температуре (0,101 МПа и 20 °С), к количеству добытой за это время нефти (в т или м<sup>3</sup>) при стандартных условиях по давлению и температуре (0,101 МПа и 20 °С).

**ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЕ** – поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смеси) в ствол скважины при бурении, освоении или ремонте, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА** – структурное подразделение нефтегазодобывающего Общества Группы, выполняющее функции геологического сопровождения процессов разработки месторождений Компании.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ** – действия по измерению характеристик различных по природе естественных или искусственных физических полей, а также потока, состава и свойств флюидов, пространственного положения скважин и геометрических размеров сечения стволов; работы в скважинах, связанные с вторичным вскрытием, испытанием и освоением пластов, а также с интенсификацией притока флюидов.

**ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА** – процесс создания трещин в горных породах скважин за счёт давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости гидравлического разрыва пласта и расклинивающего агента.

**ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ** – комплекс работ, направленных на временное прекращение притока жидкости из пласта в открытой скважине путем создания противодавления на эксплуатируемый продуктивный пласт жидкостью расчетной плотности.

**ГРИФОН, ГРИФОНООБРАЗОВАНИЕ** – истечение газа, нефти, воды или их сочетания в результате миграции по трещинам и каналам из продуктивных горизонтов за обсадной колонной скважины на поверхность земли или на дно моря и через толщу воды на поверхность.

**ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА** – структурное подразделение заказчика и/или подрядчика, осуществляющее получение, передачу, организацию и контроль данных процессов бурения, освоения, эксплуатации, реконструкции, ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации скважин, включая центральную инженерно-технологическую службу, центральное инженерно-технологическое управление и т.п.

**ИНЖЕНЕР-СУПЕРВАЙЗЕР (СУПЕРВАЙЗЕР)** – представитель нефтегазодобывающего Общества Группы на объектах строительства и реконструкции скважин, осуществляющий организацию и контроль работ в соответствии с регламентирующими документами и интересами Общества Группы.

**ИНЦИДЕНТ** – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса.

**КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН (КРС)** - комплекс работ по восстановлению или замене отдельных частей скважин или целых конструкций, деталей и инженерно-технического оборудования в связи с их физическим износом и разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели по повышению нефтеотдачи пластов, промышленной и экологической безопасности, охране недр и энергетической эффективности.

**КОНТРОЛЬ СКВАЖИНЫ** – контроль состояния скважины с позиций недопущения газонефтеводопроявления, включающий три стадии (уровня, линии) защиты.

**ЛИКВИДАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ** – удаление из ствола скважины пластового флюида, поступившего в объеме более допустимого, и восстановление контроля с нарушением непрерывности технологического процесса строительства, освоения, эксплуатации или ремонта скважины.

**НАДЕЖНОСТЬ** - свойство объекта, заключающееся в способности сохранять во времени в установленных пределах значения признаков и параметров, характеризующих те свойства объекта, которые определяют его способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях.

**НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ (НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ В ОБЛАСТИ ПБОТОС)** - законодательный, нормативный, правовой, распорядительный, локальный нормативный документ в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, включая вопросы пожарной, противофонтанной, морской безопасности, готовности Общества Группы и прочих обществ с долей участия Компании к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий.

**ОПАСНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОБЪЕКТ** – предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в Приложении 1 к Федеральному закону

от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

**ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН** – (далее ОФ) - это неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, не герметичности, разрушения противовыбросового оборудования или следствие грифообразования.

**ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК)** – физическое или юридическое лицо, которое выполняют работу по договору подряда, заключаемому с заказчиками работ и услуг.

**ПОЖАРНАЯ ОХРАНА** – совокупность созданных в установленном порядке органов управления, подразделений и организаций, предназначенных для организации профилактики пожаров, их тушения и проведения, возложенных на них аварийно – спасательных работ.

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ** - недопущение или ограничение поступления пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) в ствол скважины в пределах допустимого объема и его удаление из ствола скважины без нарушения непрерывности технологического процесса при ее строительстве, освоении, ремонте и эксплуатации.

**ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ** – юридическое лицо, осуществляющее деятельность в области проектирования, целью которого является анализ, систематизация изыскательских и иных данных, в целях разработки проектной, конструкторской и другой технической документации.

**ПРОТИВОФОНТАННЫЕ СЛУЖБЫ ПРОТИВОФОНТАННЫЕ ВОЕНИЗИРОВАННЫЕ ЧАСТИ** – силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ведении Минэнерго России, в ведении субъектов Российской Федерации, ведомственные военизированные части ООО «Газпромгазобезопасность», другие профессиональные аварийно-спасательные формирования по профилактике, предупреждению и/или ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.

**СКВАЖИННАЯ ЖИДКОСТЬ** – жидкость, находящаяся в данный конкретный момент внутри скважины.

**СЛУЖБА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОБЩЕСТВА ГРУППЫ** – структурное подразделение или специалист (специалисты с дополнительно возложенными обязанностями по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды) в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», координирующие деятельность структурных подразделений Общества Группы в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, включая вопросы безопасности дорожного движения, пожарной, радиационной и фонтанной безопасности, целостности производственных объектов, предупреждения пожароопасных и аварийных ситуаций и реагирования на них.

**СУПЕРВАЙЗЕР ПОДРЯДЧИКА ПО ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТА/КРЕПЛЕНИЮ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА** - структурное подразделение подрядной организации по гидравлическому разрыву пласта и/или креплению призабойной зоны пласта, отвечающее за контроль проведения технологических процессов, связанных с гидравлическим разрывом пласта и/или креплением призабойной зоны пласта.



**СУПЕРВАЙЗИНГ** – осуществление заказчиком функции организации и контроля проведения подрядчиком производственных процессов бурения, освоения, реконструкции, ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации скважин.

**ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ** – работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой в целях обеспечения заданного технологического режима работы скважины, изменением режимов работы и сменой оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина, солей и иных отложений и др.

**УЧЕБНАЯ ТРЕВОГА «ВЫБРОС»** – плановое или внеплановое проверочно-учебное мероприятие, проводимое со специалистами и работниками, работающими на скважине, в форме проверки без нарушения технологического процесса по плану локализации и ликвидации последствий аварий.

**УЧЕБНОЕ ЗАНЯТИЕ (УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНОЕ ЗАНЯТИЕ, УЧЕБНАЯ ТРЕВОГА, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ ТРЕНИРОВКА)** – форма подготовки персонала практическим методам и приемам предупреждения, локализации и ликвидации возможных аварий, инцидентов и отказов на объектах Обществ Группы в случае их возникновения, а также проверки готовности персонала к действиям в аварийных ситуациях. Проводится в учебных классах, на тренажерах или непосредственно на объекте с практическим или условным выполнением необходимых действий.

**ФОНТАННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ** – состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на опасных производственных объектах и последствий, указанных газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.

**ФОНТАНООПАСНОСТЬ** – потенциальная возможность развития, возникшего газонефтеводопроявления в открытый фонтан в скважине при данных горно-геологических условиях, оборудовании и технологии.

**ЦЕНТРАЛЬНАЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА** – структурное подразделение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», осуществляющее оперативный контроль выполнения производственных планов и заданий по добыче, подготовке, сдаче нефти, газа и газового конденсата, закачке рабочего агента в продуктивные горизонты, графиков строительства скважин, геолого-технических мероприятий, строительству и ремонту скважин, обустройству месторождений.



## 2.ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**АСФ** – аварийно-спасательное формирование.

**БГ** – блок глушения.

**БД** – блок дросселирования.

**БПО** – база производственного обслуживания.

**БТ** – бурильные трубы.

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин.

**ГИРС** – геофизические исследования и работы в скважинах.

**ГИС** – геофизические исследования скважин.

**ГНВП** – газонефтеводопроявление.

**ГНКТ** – гибкие насосно-компрессорные трубы.

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта.

**ЗБС** – забуривание боковых стволов.

**ИТР** – инженерно-технический работник.

**КНБК** – Компоновка низа бурильной колонны.

**ЛНД** – локальный нормативный документ.

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы.

**ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ)** – хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.

**ОКК** – обвязка колонная клиновая.

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны.

**ОПО** – опасный производственный объект.

**ОФ** – открытый фонтан.

**ПВО** – противовыбросовое оборудование.

**ПВР** – прострелочно-взрывные работы.

**ПГА** – пневмогидроаккумуляторы.

**ПМЛА** – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте.

**ПФВЧ** – противofонтанная военизированная часть.

**ПФС** – противofонтанная служба (лицензированная организация, оказывающая услуги по противofонтанному обслуживанию).

**РД** – руководящий документ.

**РИР** – ремонтно-изоляционные работы.

**РММ** – ремонтно-механическая мастерская.

**СВП** – силовой верхний привод.

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты.

**СКЛАД АВАРИЙНОГО ЗАПАСА (СКЛАД АЗ)** – склад аварийного запаса оборудования, приспособлений, инструмента и материалов, необходимых при ликвидации открытых фонтанов.

**СНС** – статическое напряжение сдвига (параметр промывочной жидкости).

**СПО** – спускоподъемные операции.

**СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (СП)** – структурное подразделение ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своей компетенции, определенной Положением о структурном подразделении.

**ТЕХНИЧЕСКИЙ РУКОВОДИТЕЛЬ ООО «СЛАВНЕФТЬ – КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»** – первый заместитель генерального директора по производству - главный инженер ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

**ТКРС** – текущий и капитальный ремонт скважин.

**ТКРС И ОС** – текущий, капитальный ремонт и освоение скважины.

**УТЗ** – учебно-тренировочное занятие.

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса.

**ФА** – фонтанная арматура (скважины).

**ФНиП** – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534).

**ШГН** – штанговый глубинный насос.

**ЭКМ** – электроконтактный манометр

**ЭЦН** – электрический центробежный насос.

### 3. ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

3.1. Одним из основных условий возникновения ГНВП является поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластовым давлением забойного.

Забойное давление в скважине во всех случаях зависит от величины гидростатического давления раствора заполняющего скважину и дополнительных репрессий вызванных проводимыми на скважине работами (или простоями).

3.2. Технологические причины, зависящие от исполнителей работ:

- ошибки в определении плотности раствора при проектировании, а также при составлении планов работ по текущему и капитальному ремонту скважин, несоблюдение рекомендуемых параметров раствора бригадой;
- снижение забойного давления ниже пластового при работах с промывкой;
- снижения плотности промывочной жидкости;
- гидравлический разрыв пласта и снижения уровня за счёт роста гидравлических сопротивлений в скважине.

При подъёме труб:

- не производится долив скважины;
- параметры доливаемой жидкости не соответствуют проектным;
- поршневание при высокой вязкости или завышенной скорости подъёма, подъёма с сифоном, или затяжками.

При спуске труб:

- разрушение обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска;
- гидравлический разрыв пласта и падения уровня в скважине;
- при скорости спуска свыше 1м/сек и резком торможении;
- при спуске труб без заполнения их промывочной жидкостью (при бурении и ЗБС).

При остановках без промывки:

- разгазирование раствора в призабойной части;
- не производится промывка стола скважины при простоях более 24 часов (для бурения и ЗБС);
- не производится долив скважины более 4-х часов (для ТКРС);
- при установке жидкостных ванн с более низкой плотностью при ликвидации прихватов, без выполнения соответствующих расчетов.

При работе на скважинах с возможным ГНВП исполнители должны не допускать перечисленных технологических причин и помнить, что ГНВП может возникнуть и при полном соблюдении требований технологии за счёт ошибок при проектировании. Контроль за

появлением признаков ГНВП должен быть постоянным. ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН ПРОЩЕ ПРЕДУПРЕДИТЬ, ЧЕМ ЛИКВИДИРОВАТЬ.

Другие причины:

- глушение скважины перед началом работ неполным объемом или отдельными порциями;
- нарушение технологии эксплуатации и ремонта скважины;
- поглощение раствора, находящегося в скважине;
- недостаточная дегазация раствора в процессе ремонта скважины;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;
- высокая скорость при проведении СПО;
- снижение плотности раствора в результате химической обработки;
- высокое значение вязкости и СНС бурового раствора;
- некачественное крепление технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты;
- наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа значительно увеличивает опасность возникновения ГНВП, даже если пластовое давление ниже гидростатического;

Повышенная опасность газа объясняется следующими его свойствами:

- способностью к диффузии, т.е. проникновению через фильтрационную корку на стенках скважины в буровой раствор и, путем накопления в нём, образовывать газовые пачки;
- способностью газовых пачек к всплытию в столбе бурового раствора с одновременным расширением и вытеснением раствора из скважины;
- способностью газовой пачки к всплытию в загерметизированной скважине, сохраняя первоначальное (пластовое) давление.

### 3.3. Признаки ГНВП.

Для своевременного (раннего) обнаружения начала ГНВП необходимо знать признаки. Признаки могут быть «прямые» и «косвенные»:

- прямые – появляются только в результате возникновения ГНВП.
- косвенные - могут появиться и по другим причинам.

### 3.4. При бурении (фрезеровании) и других работах, проводимых с промывкой.

Прямые признаки:

- увеличение уровня промывочной жидкости в приёмной ёмкости при бурении или промывке скважины;

- усиление потока выходящей из скважины промывочной жидкости, с неизменной подачей бурового насоса;
- повышение содержания газа в промывочной жидкости (более 5%);
- перелив жидкости из скважины при остановках в работе, при подъеме инструмента, при остановках насоса;
- уменьшение (против расчетного) объема жидкости, доливаемой в затрубное пространство при подъеме инструмента;
- увеличение (против расчетного) объема жидкости в приемной емкости при спуске труб.

При появлении прямых признаков работа останавливается и устье герметизируется.

Косвенные признаки:

- снижение давления на насосе;
- изменение параметров промывочной жидкости;
- увеличение механической скорости проходки (при бурении);
- увеличение крутящего момента на роторе (при бурении);
- увеличение веса бурильной колонны.

При появлении косвенных признаков работа не останавливается, а усиливается контроль за возможным появлением прямых признаков.

### 3.5. При подъёме труб из скважины.

Прямой признак: уменьшение объёма доливаемой в скважину жидкости по сравнению с расчётным объёмом.

При появлении этого признака и отсутствии перелива на устье скважины подъём труб останавливается и производится их спуск. При проведении спуска ведётся контроль, не появится ли перелив на устье после остановки движения труб. Если происходит перелив, то устье герметизируется, если нет, то трубы спускают до забоя и производят промывку скважины. При этом контролируют, не появятся ли признаки при работе с промывкой. Действия при их появлении изложены выше. После вымыва забойной "пачки" определяются причины возникновения ГНВП, ликвидируются, и после этого производится подъём труб.

### 3.6. При спуске труб в скважину.

Прямой признак: увеличение объёма вытесняемой из скважины жидкости по сравнению с расчётным объёмом.

При появлении этого признака производится временная приостановка операции по спуску труб. В случае отсутствия перелива промывочной жидкости из скважины на момент временной приостановки, спуск инструмента продолжается до проектной глубины, с постоянным контролем за параметрами промывочной жидкости. Если на момент временной приостановки наблюдается перелив промывочной жидкости из устья скважины, в данном случае производится герметизация скважины согласно ПЛА.

### 3.7. При остановках без промывки.

Прямой признак: наличие перелива промывочной жидкости на устье скважины или появление давления под плашками превентора, если устье загерметизировано.

При появлении перелива промывочной жидкости, устье скважины должно быть загерметизировано. При росте давления на устье до допустимой величины [Ризб] (80% от давления опрессовки эксплуатационной колонны) производится стравливание с контролем забойного давления и закачкой промывочной жидкости. При бурении скважины работы по закачке промывочной жидкости проводятся согласно расчетов, выполненных в листе глушения при строительстве и ЗБС ([Приложение 1](#)).

При бурении:

- увеличение объема (уровня) промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении или промывке скважины;
- увеличение расхода (скорости) потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насосов;
- повышенное газосодержание в жидкости глушения (буровом растворе).

При ТКРС работы по закачке промывочной жидкости проводятся согласно расчетов, выполненных в Листе глушения при ТКРС ([Приложение 2](#)).

При надлежащем уровне организации работ подавляющее большинство своевременно обнаруженных признаков ГНВП могут быть ликвидированы силами бригады. В случае появления признаков ГНВП бригада должна действовать в строгом соответствии с Планом локализации и ликвидации последствий аварий.

Необходимо помнить, что любое ГНВП может привести к открытому фонтанированию скважины. Перечень фонтаноопасных работ и факторы фонтаноопасности приведен в [Приложении 3](#).



## 4. КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

С точки зрения опасности возникновения ГНВП, его интенсивности и сложности его ликвидации, все скважины делятся на три категории.

### **I категория:**

- газовые скважины, независимо от величины пластового давления;
- нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;
- нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
- нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с мощностью разделяющей перемычки менее 3-х метров, а также находящиеся от внешнего контура газонефтяного контакта на расстоянии 500 метров и ближе;
- нефтяные скважины с газовым фактором, равным или превышающим  $200 \text{ м}^3/\text{т}$ ;
- водонагнетательные скважины на участке водогазового воздействия;
- все скважины с отсутствием циркуляции;
- разведочные скважины;
- нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
- нефтяные и нагнетательные скважины, в которых пластовое давление выше гидростатического на 10 % и более.

### **II категория:**

- нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10 % и газовый фактор менее  $200 \text{ м}^3/\text{т}$ , но равен или более  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ ;
- нагнетательные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое не более чем на 10 %.

### **III категория:**

- нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического и газовый фактор менее  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ ;
- нефтяные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых в зоне закачки равно или ниже гидростатического;
- прочие скважины (водозаборные, артезианские, поглощающие и т.д.).

## 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И РАННЕМУ ОБНАРУЖЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

### 5.1. До СПО:

- согласно программе инструктажей, разработанной подрядной организацией, провести внеплановый инструктаж вахты перед подъемом инструмента или колонны труб из скважины по обеспечению постоянного долива скважины и поддержания достаточного давления на пласт во избежание ГНВП, с отметкой под подпись в вахтовом журнале;
- произвести замер параметров промывочной жидкости, при обнаружении отклонений привести обработку промывочной жидкости до восстановления проектных параметров;
- произвести промывку ствола скважины не менее одного цикла до выравнивания параметров промывочной жидкости в трубном и затрубном пространстве (при строительстве скважины и ЗБС, при ТКРС работы ведутся по плану-работ);
- убедиться в исправности оборудования для долива (вытеснения) раствора, а также уровнемера на емкости;
- при строительстве скважин дополнительно проверить исправность уровнемеров (механических и электронных станции ГТИ), насосов основного и дублирующего для осуществления постоянного долива при подъеме, провести тарировку датчиков уровня и проверить работоспособность камеры видеонаблюдения за шкалой механического уровнемера доливной емкости в случае если шкала не находится в зоне прямой видимости бурильщика;
- убедиться, что скважина заполнена промывочной жидкостью и уровень остается стабильным (наблюдение не менее 10 мин), при ТКРС постоянный контроль уровня жидкости в скважине;
- при комбинированной колонне труб иметь аварийную трубу в верхней части с навёрнутым шаровым краном (в открытом положении), нижняя часть запорной аварийной трубы должна быть оборудована переводником под комбинируемый инструмент. **ЗАПРЕЩЕНО** производить СПО при отсутствии на устье скважины переводников под комбинированный инструмент (СБТ, ТБТ, УБТ, НКТ, ОК и т.д.). Количество переводников (не менее 2-ух) на каждый типоразмер инструмента.

При производстве работ по ТКРС бригада должна быть оснащена комплектом аварийных переводников. При необходимости работы с комбинированной подвеской труб, основная и дублирующая запорные компоновки сверху и снизу оснащаются аварийными переводниками в зависимости от используемого инструмента (НКТ, СБТ). Использование аварийных переводников для выполнения технологических операций запрещено. Трубные плашки превентора должны соответствовать диаметру дистанционного патрубка аварийной запорной компоновки.

### 5.2. При СПО:

- производить постоянный принудительный долив скважины с фиксацией на листах долива (объем доливаемого/вытесняемого раствора) (Приложение 4);
- через каждые 100 метров производить контроль доливаемой (вытесняемой) жидкости

и сравнить его с расчетным;

- подъем (спуск) труб не должен производиться на скоростях, превышающих установленные заданием;
- время нахождения скважины без спущенной колонны труб должно быть сведено к минимуму.
- При нахождении скважины без инструмента более 4 часов бригаде ТКРС необходимо произвести спуск воронки на глубину 500м (спуск противофонтанного лифта), обеспечить контроль уровня жидкости в скважине и долив с обеспечением безопасного статического уровня (при отсутствии вскрытого продуктивного горизонта спуск противофонтанного лифта не требуется);
- не допускать сифона, не создавать эффекта поршневания и свабиrowания за счет увеличения скорости спуска (подъема), не допускать резкого торможения;
- скорость подъема колонны труб должна соответствовать условиям скважины (зазор между стенкой скважины и компоновкой нижней части бурильной колонны, реология раствора) с целью предотвращения создания депрессии на пласт, за счет эффекта поршневания;
- то же касается скорости спуска по причине риска создания репрессии на пласт, поглощения, гидравлического разрыва;
- при подъеме с затяжками в процессе строительства скважины восстанавливается промывка (расхаживание колонны);
- запрещается использовать линию глушения для долива скважины или иных целей в нормальных условиях работы.

### 5.3. При бурении или промывке:

- контролировать уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
- контролировать давление на насосах и их производительность;
- контролировать расходы промывочной жидкости на входе и выходе из скважины (для бригад бурения и ЗБС);
- контролировать параметры промывочной жидкости (Таблица 1). (для ТКРС контроль плотности);
- контролировать содержание газа в промывочной жидкости (для ТКРС визуально);
- при перекачке промывочной жидкости между емкостями - остановить бурение и произвести контроль нового уровня раствора в приемной емкости;
- не допускать снижение плотности раствора при обработке его химическими реагентами.

### 5.4. При производстве работ по строительству, реконструкции и капитальном ремонте скважин, необходимо контролировать и регистрировать следующие параметры:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме (постоянно);
- параметры промывочной жидкости (плотность, условная вязкость, водоотдача, толщина корки, СНС и т.д.) с регистрацией в журнале с периодичностью, указанной в

Таблице 1;

- объемное содержание газа в буровом растворе (постоянно);
- расход промывочной жидкости на входе и выходе из скважины (постоянно);
- давление в манифольде буровых насосов с регистрацией на диаграмме и в журнале (постоянно);
- уровень промывочной жидкости в приемных емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении СПО (постоянно);
- механическая скорость бурения (постоянно);
- крутящий момент на роторе (постоянно);
- контроль долива осуществляется каждые 100 м поднятого/спущенного инструмента.

При производстве работ по капитальному и текущему ремонту скважин, необходимо контролировать и регистрировать следующие параметры:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме электронного индикатора веса (постоянно);
- параметры промывочной жидкости закачиваемой в скважину (объем, плотность раствора и давление закачки, время и дата проведения работ) с применением электронной системы контроля и регистрации параметров технологической жидкости закачиваемой в скважину;
- визуально: контроль наличия газа в жидкости, уровень промывочной жидкости в приемных емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении СПО (постоянно);
- контроль уровня жидкости в скважине в процессе СПО осуществляется каждые 300 м поднятого/ спущенного инструмента.

5.5. Периодичность контроля параметров промывочной жидкости при строительстве скважин и ЗБС представлена в Таблице 1.

**Таблица 1**  
**Периодичность контроля параметров промывочной жидкости**

№	ПАРАМЕТР	ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ	ПРИ ОСЛОЖНЕНИИ СКВАЖИНЫ И ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА
1	2	3	4
1	Плотность	30 мин	5-15 мин
2	Условная вязкость	30 мин	5-15 мин
3	Водоотдача	1 ч	1 ч
4	Толщина корки	1 ч	1 ч
5	СНС	1 ч	1 ч

## 6. ПРИЧИНЫ ПЕРЕХОДА ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ В ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН

- 6.1. Недостаточная обученность персонала бригад бурения, освоения, испытания, ТКРС, ГНКТ, ГИС приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений.
- 6.2. Низкая производственная дисциплина. Не соблюдение требований правил безопасности, нарушение Инструкции Компании № ПЗ-05 И-0016 «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников».
- 6.3. Несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям бурения, ТКРС и требованиям ФНиП.
- 6.4. Некачественное цементирование обсадных колонн.
- 6.5. Отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины.
- 6.6. Неправильная эксплуатация, отсутствие качественного обслуживания противовыбросового оборудования.
- 6.7. Неправильные и беспорядочные действия вахты по герметизации устья скважины при возникновении ГНВП.
- 6.8. Отсутствие устройств для перекрытия канала НКТ, бурильной или обсадной колонны.
- 6.9. Несвоевременная герметизация устья скважины.
- 6.10. Нарушение правил герметизации устья скважины.
- 6.11. Нарушение уплотнений превенторов при расхаживании труб и закрытом ПВО.
- 6.12. Несвоевременность обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений.
- 6.13. Несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб.
- 6.14. Не герметичность обсадных колонн.

## 7. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

7.1. К работам по скважине допускается специализированная бригада сервисной организации, отвечающая требованиям Правил безопасности после приема скважины в работу по акту «приема передачи».

7.2. Ежеквартально с сотрудниками подрядных организаций должен проводиться инструктаж по предупреждению возникновения ГНВП и ОФ согласно программе, утвержденной в установленном порядке организации, осуществляющей проведение работ на скважине. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с оформлением в журнале инструктажей.

Буровой супервайзер во время проверок, соблюдения подрядчиками требований фонтанной безопасности на объекте, при наличии возможности (с учетом текущего технологического процесса и недопущения его осложнения) должен проводить оперативный опрос работников (рабочих и ИТР) на рабочих местах, с целью определения текущего уровня его знаний в данной области безопасности.

Плановая проверка знаний рабочих буровых бригад проводится 1 раз в год комиссией бурового подрядчика. В вопросник (билеты) по проверке знаний в обязательном порядке должен входить раздел по обеспечению фонтанной безопасности при строительстве скважин и ЗБС.

Буровой супервайзер при проведении ежесменных совещаний с подрядчиками при планировании работ по скважине должен предусматривать рассмотрение всеми подрядчиками рисков возникновения ГНВП и ОФ и оценку буровым подрядчиком имеющихся у него барьеров.

Буровой мастер и буровой супервайзер при проведении ежесменных совещаний с буровой вахтой должны предусматривать рассмотрение вопросов обеспечения фонтанной безопасности в привязке к текущим операциям на скважине.

7.3. Чтобы своевременно предупредить аварию и принять наиболее эффективное решение для ее ликвидации, специалисты организации, осуществляющего проведение работ на скважине, должны в совершенстве знать особенности возможных аварий и иметь практическую подготовку. Проведение тренировок (учебных тревог) производственного персонала непосредственно на объектах текущего, капитального ремонта, освоения, испытания, реконструкции и строительства скважин имеет большое значение для ликвидации аварии в ее начальной стадии.

Известны случаи, когда в момент угрозы открытого фонтанирования даже опытные бригады совершали беспорядочные действия. Поэтому практика в ликвидации имитируемых проявлений и навыки по герметизации устья способствуют выработке уверенности в действиях при возникновении аварийной ситуации.

**В связи с этим на проведение УТЗ по тревоге «Выброс» разрабатывается предприятием сервисной организации план-график на год с учетом всех возможных ситуаций при**

**ГНВП и ОФ, утвержденный техническим руководителем организации, осуществляющего проведение работ на скважине.**

7.4. Проведение учебно-тренировочных занятий по тревоге «Выброс» является основной формой практического обучения рабочих бригад текущего, капитального ремонта, освоения, бурения, реконструкции и испытания скважин первоочередным действиям при ГНВП. Периодичность проведения учебных тревог по тревоге «Выброс» не реже 1 раза в месяц с каждой вахтой, при вскрытых продуктивных пластах учебную тревогу по тревоге «Выброс» необходимо проводить **ежесменно** (при смене вахты, бригады. При проведении технологических операций (ГИС, ГРП, РИР, ОПЗ, перфорация и т.п., не позволяющих выполнить действия по герметизации устья скважины превентором) учебная тревога «Выброс» проводится теоретически с имитацией действий по герметизации устья скважины. Результаты проведения и оценка действий вахты должны отражаться в Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий по тревоге «ВЫБРОС» ([Приложение 6](#)). Ответственным за их проведение является мастер бригады.

При проведении учебно-тренировочных занятий по тревоге «Выброс» герметизация устья должна занимать не более 5 минут.

7.5. Каждый случай ГНВП должен быть тщательно расследован, обстоятельства, и причины его возникновения проработаны с членами бригад текущего, капитального ремонта, освоения, бурения, реконструкции и испытания скважин, специалистами организаций ответственные за проведение работ.

7.6. Руководители и специалисты подрядных организаций, осуществляющие проведение работ на скважинах (бурение скважин, ЗБС, ТКРС, ГНКТ, ГИС) при посещении объектов бурения, реконструкции, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин обязаны проводить учебные и контрольные занятия по тревоге «Выброс» с последующим разбором и оценкой действий вахты, с фиксацией в журнале УТЗ по тревоге «Выброс», для оценки знаний состава вахты по ГНВП и слаженности действия при герметизации скважины в соответствии с ПМЛА ([Приложение 6](#)).

7.7. В соответствии с ИПБОТ 226-2008 должностное лицо, проводящее тревогу, в период ее проведения проверяет:

- очередность и последовательность действий персонала по ликвидации аварии, предусмотренных планом;
- наличие и исправность средств оповещения (радиосвязи);
- наличие и исправность СИЗ и умение пользования ими персонала;
- знание и умение оказания первой доврачебной помощи.

7.8. Перед проведением учебной тревоги ответственный за ее проведение обязан визуально, а также по технической документации, проверить смонтированное на устье ПВО и состояние скважины, параметры промывочной жидкости, запас ее на скважине.

7.9. Учебную тревогу необходимо проводить таким образом, чтобы не нарушить технологический процесс проводки скважины. С этой целью необходимо заранее предусмотреть определенные меры и действия персонала, которые в процессе учебной тревоги будут выполняться условно.



#### 7.10. Запрещается проведение учебных тревог:

- при осложненном состоянии скважины;
- при ремонте основного оборудования (лебедки, насосов и т.д.).

7.11. В соответствии с Типовыми требованиями Компании №П2-10 ТТР-0007 «Организация работ по контролю скважины при бурении и резке боковых стволов на суше» на объектах Общества устанавливаются следующие обязательные сигналы тревоги:

- «Выброс» - один длинный звуковой сигнал;
- «Пожар» - три равных, коротких звуковых сигнала;
- Остальные сигналы тревоги и их виды устанавливаются ПМЛА.

7.12. Сотрудники ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» присутствуют при проведении контрольных УТЗ «Выброс» и оценивают действия вахты в соответствии с ПМЛА. При не удовлетворительном результате Контрольной тревоги «Выброс» (не слаженные действия вахты по герметизации скважины, несоответствие действий по ПМЛА, неполный состав вахты) работы на скважине **ОСТАНАВЛИВАЮТСЯ**.

7.13. Пуск в работу смонтированной буровой установки и оборудования производится комиссией, состав и порядок работы которой устанавливается документом, утвержденным техническим руководителем организации (заказчика).

Пуск в работу смонтированной установки для ТКРС и ОС после бурения и оборудования производится пусковой комиссией, состав и порядок работы которой устанавливается Приложением 18 Технологической инструкция Компании № П2-05.01 ТИ-0001 «Требования безопасности при ведении монтажных работ и при производстве текущего, капитального ремонта и освоения скважин после бурения».

При отсутствии нарушений действующих правил и норм (стандартов) членами комиссии подписывается пусковой паспорт.

В случаях, если пусковой паспорт не подписан, дальнейшее производство работ по скважине не допускается - **ЗАПРЕЩЕНО**.

7.14. Работы по ремонту, освоению, техническому перевооружению, консервации и ликвидации скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем организации-подрядчика и согласованным с техническим руководителем заказчика в соответствии с документацией на капитальный ремонт фонда скважин месторождения, площади, куста, а также с представителем противофонтанной службы. Порядок разработки и условия согласования плана работ по текущему, капитальному ремонту и реконструкции скважин устанавливается пользователем недр (заказчиком).

Отклонения от плана работ оформляются дополнительным планом работ в установленной форме. Мастер бригады обязан письменно ознакомить состав вахты с основным и дополнительным планом работ.

Для скважин I и II категории план работ (дополнительный план) должен быть согласован с противофонтанной организацией.

Работы на скважине без утвержденного и согласованного основного плана работ (дополнительного плана) **ЗАПРЕЩЕНЫ**.

7.15. В плане работ на текущий, капитальный ремонт, освоение (испытание) скважины должны быть предусмотрены все виды выполняемых работ и технические средства, обеспечивающие безопасность и охрану окружающей среды, с назначением ответственных лиц за выполнение каждой операции.

7.16. В плане работ должны быть отражены данные, необходимые для выполнения работ:

- № скважины, дата ввода скважины в эксплуатацию;
- площадь;
- вид ремонта;
- категория скважины;
- конструкция скважины с указанием наличия цементного кольца за колоннами;
- продуктивный горизонт, глубина залегания продуктивного пласта по вертикали;
- глубина искусственного забоя;
- интервал перфорации, эффективная мощность;
- пластовое давление, дата замера (для скважин I, II категории за 14 дней до начала глушения, для скважин III за 30 дней до начала глушения);
- кривизна скважины;
- тип фонтанной арматуры, завод-изготовитель;
- диаметр канавки под уплотнительное кольцо верхнего фланца крестовины ФА;
- тип колонной головки, завод-изготовитель;
- наличие м/колонных проявлений (дата замера);
- схема и тип применяемого ПВО;
- диаметры и глубины спуска лифтовых труб;
- сведения о внутрискважинном оборудовании;
- способ эксплуатации;
- технологические операции, выполняемые по скважине;
- нормативное время на выполнение каждой из технологических операций и общее время на весь цикл ремонта скважины;
- режимы и параметры технологических операций;
- жидкость в скважине, виды и параметры рабочих жидкостей;
- режим эксплуатации до ремонта, дебит скважины до ремонта, газовый фактор;
- максимально ожидаемое давление на устье;
- планируемый дебит скважины после ремонта;
- описание ранее проведенных ремонтов, даты, результаты ранее проведенных

геофизических исследований, указание выявленных интервалов нарушения (их приемистость), интервалы установки и интервалы разбуривания цементных мостов и т.д.;

- мероприятия по предотвращению аварий (ГНВП и т.п.), инцидентов и осложнений;
- удельный вес жидкости глушения;
- запас раствора и условия его доставки, необходимый объем емкостного парка;
- давление опрессовки эксплуатационной колонны, дата и давление опрессовки межколонного пространства;
- состояние эксплуатационной колонны (герметична/негерметична);
- максимально допустимое давление на эксплуатационную колонну.

7.17. Реконструкция скважин - комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин, связанный с изменением их конструкции (полная замена эксплуатационной колонны с изменением ее диаметра, толщины стенки, механических свойств). Работы по реконструкции скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем организации подрядчика и согласованным с заказчиком в соответствии с проектной документацией на реконструкцию фонда скважин месторождения, площади, куста. Перед разборкой устьевой арматуры скважины, давление в трубном и затрубном пространствах должно быть снижено до атмосферного. Скважину, оборудованную забойным клапаном - отсекателем, в которой не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов, промыть с целью выхода на поверхность газированной пачки раствора. Иметь в наличии акты: на глушение скважины; замер статического уровня столба жидкости после технического отстоя. В условиях отсутствия жидкости на устье скважины после глушения, в каждой бригаде должен быть прибор для замера статического уровня скважины. Запрещено производство работ по ЗБС с частичным или полным отсутствием цемента за колоннами в интервале зарезки бокового ствола.

7.18. Работы связанные с демонтажем крестовины фонтанной арматуры, секций ОКК, устьевых задвижек проводятся с обязательной герметизацией эксплуатационной колонны с спуском устьевого герметизатора-пакера или установкой цементного моста и обязательным подтверждением герметичности на максимальное ожидаемое давление на устье, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

7.19. Проектная документация на реконструкцию скважины дополнительно к требованиям, предъявляемым к рабочим проектам на строительство скважин должна содержать согласно Правилам:

- существующую и проектную конструкцию скважин;
- результаты исследования состояния скважины (наличие заколонных перетоков, межколонных давлений, состояние крепи и т.д.) и проектные решения по нормализации условий ведения работ по реконструкции скважины;
- интервал установки цементного моста, отсекающего нижнюю часть ствола, и порядок его испытания на прочность и герметичность;
- интервал вырезки «окна» в эксплуатационной колонне;

- технические средства и режимы работ по вырезке «окна»;
- интервал зарезки нового ствола;
- технические средства для зарезки нового ствола из эксплуатационной (промежуточной) колонны;
- компоновки колонны труб и низа бурильной колонны;
- тип породоразрушающего инструмента и его привода;
- порядок работы с вырезающим устройством и контроля над процессом зарезки нового ствола (навигационное обеспечение траектории бокового ствола или горизонтального ответвления);
- режимы проходки бокового ствола и утилизации выбуренной породы;
- параметры пространственного положения нового ствола и способы контроля за их реализацией;
- крепление пробуренного ствола (спуск фильтра, технологическая оснастка, сочленение фильтра с эксплуатационной колонной и другие технологические операции);
- характеристики технических средств по спуску хвостовиков ("летучек") в пробуренный ствол, подвески спущенных труб и их герметичного сочленения с существующей колонной обсадных труб.

7.20. Проект на реконструкцию скважины разрабатывается по заданию пользователя недр (заказчика) проектной организацией.

7.21. Исходные данные для проектирования должны дополнительно включать:

- наличие (отсутствие) давления в межколонных пространствах;
- существующую конструкцию скважины;
- состояние обсадной колонны, ее остаточную прочность;
- состояние цементного камня за обсадной колонной в интервале планируемой зарезки;
- наличие/отсутствие заколонных перетоков;
- фактическое и проектное пространственное положение стволов;
- наличие цементного моста в обсадной колонне.
- схема обвязки устья противовыбросовым оборудованием.

7.22. В плане работ должны быть указаны мероприятия по обеспечению безопасности работающих. При реконструкции и ремонте скважин на рабочей площадке должен проводиться контроль состояния газо-воздушной среды в местах и с периодичностью установленными планом ликвидации аварий, согласованным и утвержденным в установленном порядке, с регистрацией в журнале контроля газовоздушной среды.

Ремонт скважин, реконструкция на кусте без остановки соседней скважины разрешается при условии осуществления и использования мероприятий и технических средств, предусмотренных планом.

Допускается ведение работ по освоению, ремонту и вводу в действие скважин с одновременным бурением на кусте, и одновременная работа бригад по ремонту скважин с соблюдением требований ФНиП, положений или стандартов на производство одновременных работ. В таких условиях каждый производитель работ должен немедленно оповестить остальных участников работ на кусте о возникновении на его участке нестандартной ситуации (например, признаки газонефтеводопроявлений, отклонение от технологического регламента). В таких случаях все работы на кусте приостанавливаются до устранения причин возникновения нестандартной ситуации.

7.23. Расположение агрегатов, оборудования, вспомогательных объектов на территории ремонтируемой скважины и минимальные расстояния между ними должны соответствовать типовой схеме расстановки оборудования на кустовой площадке, утвержденной техническим руководителем пользователя недр (заказчика). Бытовые помещения должны располагаться на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) агрегата плюс 10 метров от устья ремонтируемой скважины.

7.24. Агрегаты для ремонта скважин, оборудование, должны устанавливаться на передвижные или стационарные фундаменты, выполненные в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации или проектов обустройства кустов скважин.

7.25. Порядок передвижения транспортных средств на кустовых площадках должен соответствовать установленным маршрутам и контролироваться ответственным руководителем работ. На территории скважины, кустовой площадке должны быть установлены пути эвакуации персонала и транспортных средств при возникновении аварийных ситуаций.

7.26. Расстановка агрегатов, оборудования, приспособлений, устройство и оснащение площадок в зоне работ осуществляется в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными техническим руководителем организации, с учетом схем расположения подземных и наземных коммуникаций. Схема расположения подземных и наземных коммуникаций должна утверждаться управлением маркшейдерских работ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и выдаваться бригаде не менее чем за трое суток до начала производства работ.

7.27. К выполнению работ на скважине допускаются работники, ознакомленные с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, ПМЛА, настоящей Инструкцией по безопасности, планом работ или программой работ на строительство скважин.

7.28. При обнаружении ГНВП устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПМЛА, которым должна быть обеспечена каждая бригада. Состав бригады должен быть ознакомлен с ПМЛА письменно в журнале инструктажей.

7.29. Лица, не связанные с выполнением работ по ремонту, освоению, реконструкции, бурению скважины, допускаются на объект временно после прохождения инструктажа (с записью в журнале инструктажей), при наличии СИЗ и только в сопровождении мастера или бурильщика.

7.30. Необходимое противопожарное оборудование, СИЗ должны находиться на своих штатных местах, в исправном состоянии, в свободном доступе и непосредственной близости

к месту выполнения работ. Персонал должен владеть навыками их использования.

7.31. Перед началом работ скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ на ремонт скважины и в соответствии с Технологическим регламентом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П1-01.05 ТР-0019 ЮЛ-428 «Производство глушения и промывки скважин жидкостями глушения на нефтяной основе», Технологической инструкцией Компании № П2-05.01 ТИ-0001 «Требования безопасности при ведении монтажных работ и при производстве текущего, капитального ремонта и освоения скважин после бурения», РД 153-39-023-97, РД 08-254-98, с составлением акта.

7.32. После глушения скважин необходимо выполнить технологический отстой в течение срока, указанного в плане работ, но не менее 1 часа.

При строительстве и реконструкции скважин после длительных простоев (более 24 часов) по различным причинам в процессе СПО, а также перед подъемом инструмента необходимо перед возобновлением работ выполнить контрольную промывку.

При текущем и капитальном ремонте скважин, после глушения скважины, обеспечить контроль и поддержание уровня жидкости на устье. При невозможности поддержания уровня на устье обеспечить постоянный контроль уровня и долив скважины жидкостью глушения, с учётом безопасного статического уровня, указанного в листе глушения.

Для контроля статического уровня жидкости глушения в скважине, при осуществлении операций без циркуляции промывочной жидкости (СПО, разборка/сборка КНБК, ГИС и т.п.), применять специальные устройства (например, эхолота и т.п.).

При простое бригады более 4 часов после глушения, либо по непредвиденным обстоятельствам, в процессе ремонта, без обеспечения долива, перед возобновлением работ необходимо произвести дополнительную промывку скважины до выравнивания плотности жидкости, в случае частичного или полного отсутствия циркуляции произвести повторное глушение скважины по дополнительному листу глушения. Необходимость проведения дополнительной промывки (глушения) согласовывается с представителем отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», по результатам замера уровня жидкости и избыточного давления в скважине.

7.33. Проверку противовыбросового оборудования (открытие/закрытие, давление в системе гидравлического управления превенторами, уровень масла в станции гидравлического управления, обогрев в зимнее время, работоспособность шаровых кранов (гидравлический-при использовании СВП и механический), обратных клапанов, дроссель регулируемый, задвижки блоков дросселирования и глушения, наличие и исправность механических уровнемеров в емкостном блоке, состояние элементов фланцевых соединений стволовой сборки ПВО) выполнять ежемесячно с занесением результатов в журнал проверки противовыбросового оборудования.

7.34. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или ГНВП при пластовых давлениях ниже гидростатического.

7.35. Скважины, в продукции которых содержится сероводород в количествах, превышающих предельно - допустимую концентрацию и создающих угрозу сульфидно-



коррозионного растрескивания металла обсадных труб, оборудования и лифтовых колонн, должны быть заглушены жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода.

7.36. При проведении работ на скважине с возможным ГНВП, устье на период ремонта должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием.

Инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО разрабатывается предприятием, выполняющим работы на скважине (бурение скважин, ЗБС, ТКРС, ГНКТ, ГИС и т.д.), и согласовывается с противофонтанной организацией. Состав вахты должен быть письменно ознакомлен с инструкцией по монтажу и эксплуатации ПВО.

Инструкция должна содержать пошаговое описание (с изображениями) процедуры проведения опрессовок (в условиях мастерских и на скважине) всех элементов обвязки противовыбросового оборудования (включая линии глушения и дросселирования, краны шаровые, краны СВП - при использовании).

В инструкцию по монтажу и эксплуатации ПВО должны быть внесены мероприятия по проверке работоспособности пультов управления ПВО после их монтажа, а также по методике ежесменных проверок. Мероприятия должны включать как минимум тест на функциональность:

- процедуру и периодичность проверки работоспособности системы сигнализации о низком уровне масла;
- процедуру и периодичность контроля давления в ПГА;
- фиксацию времени закрытия/открытия преенторов, давление, создаваемое аккумулятором;
- процедуру и периодичность тестирования электрического датчика давления (ЭКМ) гидравлической системы станции управления ПВО;
- процедуру и периодичность проверки работоспособности ручного насоса;
- процедуру и периодичность проведения функционального теста (открытие/закрытие преенторов и гидравлических задвижек) ПГА при отключенном насосе станции управления ПВО;
- периодичность проведения лабораторного анализа гидравлического масла для определения содержания механических примесей в гидравлическом масле станции управления ПВО;
- ежесменную проверку работоспособности вакуумного дегазатора при бурении секций с возможностью ГНВП.

Тест на функциональность ПВО проводить:

- после каждой опрессовки ПВО;
- после простоя по метеоусловиям (низкие температуры);
- не реже, чем один раз в неделю.

После проведения теста должен составляться акт с участием:

- супервайзера, мастера, механика ПВО (при бурении и реконструкции скважин);



- мастера бригады, бурильщика, машиниста (при ТКРС и ОС).

Монтаж ПВО проводится согласно инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования.

7.37. В случае необходимости ведения одновременных работ с другими организациями, составить схему фактической расстановки оборудования с указанием направления и длины манифольда ПВО, согласовать с руководителями всех организаций, районным инженером противофонтанной службы, представителем заказчика – супервайзер. Оформить совмещенный план-график и наряд-допуск на одновременные работы.

7.38. При бурении скважин, выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с заказчиком и противофонтанной организацией.

При ТКРС схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается организацией, выполняющей работы на скважине, согласовывается с противофонтанной организацией (противофонтанной военизированной частью) и техническим руководителем заказчика. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны. **ЗАПРЕЩЕНО** производить монтаж противовыбросового оборудования на устье скважины без согласованной и утвержденной в установленном порядке схемы обвязки устья противовыбросовым оборудованием.

Оснащение ПВО при бурении и ТКРС осуществляется в соответствии со схемами установки и обвязки противовыбросового оборудования, разработанными в соответствии с ГОСТ 13862-90.

7.39. Конструкцией плашечных превенторов должен быть обеспечен визуальный контроль открытого и закрытого положений уплотнителя.

7.40. Станция управления ПВО должна быть оснащена системами сигнализации при низком уровне гидравлического масла в баке, а также падения давления в гидросистеме (ниже минимального порога диапазона настройки ЭКМ) с обязательной индикацией (световой, звуковой) в зоне видимости бурильщика.

7.41. В случае отсутствия в паспорте станции управления противовыбросовым оборудованием информации о количестве циклов закрытия/открытия всех составных гидравлически управляемых частей ПВО, которые, в случае отключения гидронасоса, могут обеспечить имеющиеся пневмогидроаккумуляторы (ПГА), провести комиссионный проверочный тест в присутствии представителя противофонтанной службы, главного механика организации, эксплуатирующей оборудование, мастера (Бурения, ЗБС, КРС) с составлением соответствующего акта, данный акт хранить до конца эксплуатации оборудования. Полученную информацию вывесить в помещении станции управления ПВО и довести до сведения работников буровых бригад. В случае несоответствия номинальной вместимости ПГА требованиям ГОСТ 13862-90, обеспечить установку дополнительных ПГА.

7.42. Обеспечить изготовление плакатов, иллюстрирующих последовательность действий бурильщика при закрытии ПВО с основного и вспомогательного пульта управления ПВО. Вывесить плакаты на соответствующих пультах.

7.43. Обеспечить блокировку или демонтаж ручек на не задействованных кранах пультов управления ПВО, а также вывешивание соответствующих табличек.

7.44. Линии сброса от блока дросселирования монтировать до факельного амбара, в соответствии с утвержденной схемой. Иметь в резерве комплект мобильных, быстро устанавливаемых тумб- стоек выполненных в соответствии с техническими условиями на данный вид оборудования (масса тумбы не менее 1500 кг, диаметр стойки не менее диаметра отвода) и запаса труб и крепежа для оперативного, в случае необходимости, удлинения линий сброса.

7.45. Выкидная труба газосепаратора должна быть смонтирована выше уровня ограждения роторной площадки и быть прямолинейна (не допускать изгибов).

7.46. Гидравлический привод дистанционно управляемых задвижек манифольда должен иметь дублирующий ручной привод на «открыто».

Крепление фланцевых соединений должно осуществляться в соответствии с ГОСТ 28919-91. Длина шпилек для фланцевых соединений, работающих под давлением, должна быть такой, чтобы после окончательной затяжки при их свинчивании они выступали над гайками на высоту не менее 1 – 3 витков.

7.47. Чистка песчаных пробок желонкой в фонтанных скважинах, в скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями, а также в скважинах с наличием сероводорода не допускается.

7.48. При проведении ремонтно-изоляционных работ запрещается перфорация обсадных колонн в интервале возможного разрыва пластов давлением газа, нефти (после вызова притока), а также в интервале проницаемых непродуктивных пластов.

7.49. Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует проводить, долив бурового раствора в скважину. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Долив при бурении проводится принудительно с помощью насоса через устьевую воронку, обвязанную с доливной емкостью. Ответственный за долив бурильщик и первый помощник бурильщика. при ТКРС ответственный бурильщик.

При ТКРС, освоении и испытании скважин долив возможно производить как принудительно с помощью насоса или агрегата для промывки скважины, так и самотеком через крестовину фонтанной арматуры, с поддержанием уровня не ниже безопасного статического уровня, указанного в плане работ.

Технические критерии к системам контроля и осуществления долива скважин при строительстве скважин, зарезке боковых стволов, ТКРС и ОС указаны в разделе 8 настоящей Инструкции по безопасности.

7.50. При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас задавочной

жидкости в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов для оперативного ее приготовления.

7.51. При разнице между объемом доливаемого (вытесняемого) раствора и объемом металла поднятых (спущенных) труб более 0,2 м<sup>3</sup>(при строительстве 0,5 м<sup>3</sup>) подъем (спуск) должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья, предусмотренные оперативной частью ПМЛА (действие вахты при ГНВП и ОФ).

7.52. При строительстве, реконструкции скважин доливная и приемная емкости должны быть оборудованы механическим уровнемером и электронным датчиком уровня жидкости для контроля ГТИ, а также автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в ней (для приемных емкостей на буровой) и иметь градуировку через каждые 0,5 м<sup>3</sup>, при ТКРС, КРС механическим уровнемером с ценой деления по 0,2 м<sup>3</sup>.

7.53. Скважины с избыточным давлением на устье должны исследоваться с применением транспортного лубрикаторного оборудования.

7.54. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом за 50 метров необходимо установить дополнительно аварийный шаровой кран под вал силового верхнего привода (вертлюга).

7.55. Устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением **запрещаются**. В отдельных случаях при аварийных ситуациях эти работы могут производиться персоналом штатных или внештатных аварийно-спасательных формирований.

## 8. ТРЕБОВАНИЯ К ДОЛИВУ СВАЖИНЫ

### 8.1 ДОЛИВ СКВАЖИН ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТОЛОВ

#### 8.1.1. Требования к емкости долива:

- устанавливается ниже уровня стола ротора (желобной линии);
- рекомендуемый объем от 5 м<sup>3</sup> до 15 м<sup>3</sup>;
- должен быть предусмотрен обогрев в зимнее время или устанавливаться в обогреваемом помещении;
- должна быть оборудована механическим уровнемером со шкалой, имеющей цену деления не более 0,5 м<sup>3</sup> (при бурении), 0,2 м<sup>3</sup> (при ЗБС, освоении<sup>1</sup>);
- должна быть оборудована датчиком уровня станции ГТИ с выводом показания на пульт бурильщика и оператору ГТИ;
- перед каждым использованием долинной емкости проводить сверку и корректировку показаний механического уровнемера с датчиком ГТИ;
- должна иметь освещение в районе шкалы уровнемера не менее 100 Лк;
- шкала механического уровнемера должна быть в прямой видимости с пульта бурильщика либо ее изображение выводится на пульт бурильщика по видеосвязи;
- на желобной линии устанавливается датчик расхода станции ГТИ, световая индикация о наличии потока жидкости в желобе выводится на пульт бурильщика.

#### 8.1.2. Требования к режиму долива:

- подача доливаемой жидкости в скважину осуществляется принудительно, насосом;
- насос для подачи жидкости долива должен быть дублирован резервным;
- возврат избыточной жидкости из скважины осуществляется в ёмкость долива самотеком;
- режим долива должен быть постоянным.

#### 8.1.3. Требования по учету долива (вытеснения):

- учет объема доливаемой (вытесняемой) жидкости ведется в сравнении с объемом поднятых (спущенных) бурильных труб и КНБК с заполнением листа долива/вытеснения (по специальной форме), в листе долива в т.ч. указывается разница между объемами поднятых (спущенных) труб и жидкости долива (вытеснения);
- учет объема доливаемой (вытесняемой) жидкости в сравнении с объемом поднятых (спущенных) бурильных труб и КНБК ведется параллельно буровой вахтой и станцией ГТИ. Буровая вахта ведет учет по нарастающей с начала подъема (спуска) каждые 100-150 м, станция ГТИ - на каждой свече;

<sup>1</sup> В случае освоения скважины с бурового станка.

- в буровой вахте ведение листа долива/вытеснения поручается первому помощнику бурильщика или бурильщику, о чем мастером делается запись в буровом журнале;
- в конце вахты лист долива (вытеснения) который ведет буровая вахта, сдается буровому мастеру (по окончании подъема или спуска) или передается следующей вахте, если работы по подъему/спуску продолжаются;
- лист долива (вытеснения), который ведет станция ГТИ, сдается по окончании спуска (подъема) супервайзеру и буровому мастеру.
- Буровой супервайзер Заказчика должен вести контроль за ведением и корректным заполнением листа долива. Данные о плановых и фактических объемах долива, а также полученную разницу (в большую или меньшую сторону) необходимо заносить в модуль «Журнал супервайзера».
- Запрещено проводить СПО без учета доливаемой /вытесняемой жидкости, без сопоставления объемов поднятого/спущенного металла труб с объемом фактически долитой/вытесненной жидкости.

Отчет формируется аналогично отчету буровой вахты - через 100-150 м.

## 8.2 ДОЛИВ СВАЖИН ПРИ ТЕКУЩЕМ, КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ И ОСВОЕНИИ ИЗ БУРЕНИЯ (КРОМЕ ГНКТ)

### 8.2.1. Требования к емкости долива:

- объем емкости не менее  $10\text{м}^3$ , неснижаемый объем запаса жидкости долива соответствующей плотности на протяжении всего ремонта не менее  $6\text{м}^3$  (при освоении должен быть обеспечен запас жидкости соответствующей плотности, в количестве не менее двух объемов скважины, непосредственно на устье);
- емкость должна быть укомплектована жесткой линией долива и устанавливаться на расстоянии не менее 10 м от устья ремонтируемой скважины;
- должен быть обеспечен обогрев емкости долива, предотвращающий замерзание жидкости долива при отрицательных температурах окружающей среды;
- должна быть оборудована механическим уровнемером со шкалой, имеющей цену деления не более  $0,2\text{м}^3$ ;
- шкала механического уровнемера должна быть в прямой видимости с пульта бурильщика;
- во время ремонта скважины должна быть постоянно обязана с затрубным пространством.

### 8.2.2. Требования к режиму долива (с фиксацией в вахтовом журнале):

- перед каждым использованием доливной емкости проводить проверку работоспособности механического уровнемера;
- подача доливаемой жидкости в скважину осуществляется самотеком или принудительно с использованием насоса, цементировочного агрегата;
- режим долива должен быть постоянным при подъеме инструмента. При невозможности поддержания уровня на устье обеспечить постоянный контроль

уровня и долив скважины жидкостью глушения, с учётом безопасного статического уровня, указанного в листе глушения.

8.2.3. Требования по учету вытеснения (с фиксацией в вахтовом журнале):

- в случае отсутствия поглощений объем вытесняемого раствора из скважины при спуске инструмента должен контролироваться и сопоставляться с объемом спущенного металла труб, при разнице вытесненным объемом раствора и объемом металла спущенных труб более 0,2 м<sup>3</sup> спуск должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья скважины.
- показатели объема и плотности жидкости, использованной при доливе скважины, заносятся в вахтовый журнал и лист долива при ТКРС и освоении ([Приложение 5](#)).

Необходимо иметь электронные системы контроля и регистрации параметров технологической жидкости, закачиваемой в скважину с замером 5 параметров (объем, удельный вес, давление закачки, время и дата проведения работ).

8.2.4. Порядок проведения работ по глушению скважин регламентирован Технологическим регламентом ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз» № П1-01.05 ТР-0019 ЮЛ-428 «Производство глушения и промывки скважин жидкостями глушения на нефтяной основе».

## 9. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ

9.1. К руководству и ведению работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических работ в скважинах, а также по добыче и подготовке нефти и газа допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

9.2. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и прострелочно-взрывных работ на скважинах 1 раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» в специализированных учебных центрах. Данное требование не распространяется в отношении работников, осуществляющих авторский надзор и научное сопровождение внедрения технологических процессов, технических устройств и инструмента. Работники комплексных бригад при необходимости выполнения работ, требующих совмещения профессий, должны пройти обучение и получить соответствующую квалификацию по видам выполняемых работ, а также иметь допуски к самостоятельной работе по совмещаемым профессиям.

В случае выявления слабых знаний у специалистов и работников по курсу «Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП» организовать дополнительную переаттестацию работника (специалиста) в присутствии ведущего специалиста по противофонтанной безопасности ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз», специалиста противофонтанной службы, руководителя проекта. Повторная проверка знаний производится на территории кустовой площадки, на которой находится данный работник (специалист), доставку представителей комиссии на участок проверки знаний подрядная организация осуществляет своими силами. Если при повторной проверке знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» выявляется некомпетентность персонала, организация должна обеспечить отстранение работника от производства работ на ОПО и не допускать наличие удостоверений учебного центра, в котором проводилась проверка знаний и выдача удостоверений.

9.3. Каждый работник текущего, капитального ремонта и бригад освоения, бурения должен знать:

- свои обязанности при герметизации устья и предотвращению перехода проявления в открытое фонтанирование;
- действия вахты при возникновении открытого фонтана.

9.4. Практическое обучение должно производиться в соответствии с планом ликвидации возможных аварий. В случае незнания своих действий, соответствующие работники могут быть отстранены от работы представителем противофонтанной организации.

Периодическая проверка знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» у рабочих бригад текущего, капитального ремонта и бригад освоения, бурения скважин, по их действиям при ГНВП должна проводиться в присутствии представителя противофонтанной организации.

9.5. Персонал должен быть ознакомлен с соответствующими инструкциями и разделами



ПМЛА. Знание ПМЛА проверяется во время учебных тревог и учебно-тренировочных занятий.

## 10. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ

10.1.Выполнение строительно-монтажных работ (монтаж и демонтаж вышки, спуск и поднятие кронблока, установка ротора и производство других работ по поднятию и опусканию тяжестей над устьем скважины) при наличии давления в скважине запрещается.

10.2. Для получения разрешения от представителя противофонтанной организации на производство работ мастер должен иметь на скважине следующую документацию:

- ФНиП;
- план работы на ремонт, реконструкцию скважины, освоение утвержденный техническим руководителем предприятия, ответственного за организацию и проведение работ, согласован с Заказчиком и противофонтанной организацией с указанием ожидаемых изменений категории скважины с точки зрения возможности ГНВП и его интенсивности;
- пусковой паспорт, подписанный техническим руководителем предприятия, либо лицом назначенного по приказу.
- проект на строительство скважины, групповой рабочий проект (строительство скважин);
- паспорт, руководство по эксплуатации (оригинал или заверенная копия), формуляр на ПВО (колонную головку, шаровые краны, обратные клапана, надпревенторную катушку, переходную и дистанционную катушку, крестовину, превентора, манифольд и его элементы, БД, БГ (задвижки, в том числе гидравлические, дроссель), пульт управления превенторами);
- паспорт и акт опрессовки на нулевой патрубков (строительство скважин);
- паспорта на контрольно-измерительные приборы;
- технические условия (согласованные с представителем противофонтанной службы) на оборудование, изготовленное на базах производственного обеспечения подрядной организации;
- схему фактического монтажа ПВО с указанием на ней габаритных и присоединительных размеров, также таблицу фланцевых соединений с указанием используемых фланцев в обвязке ПВО, согласно ГОСТ 28919-91, высоту расположения верхнего фланца;
- схему монтажа ПВО для 1, 2, 3 категории опасности скважин, а также строительства, реконструкции скважин согласованную техническим руководителем подрядной организации, заказчиком, противофонтанной службой, утвержденную техническим руководителем ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
- акт опрессовки ПВО (превентора совместно с надпревенторной катушкой, фланцевых переводников, дистанционных/переходных катушек, шаровых кранов, обратных клапанов, аварийной запорной компоновки, аварийной трубы в сборе с шаровым краном, патрубков, задвижек) на стенде в РММ месторождения на рабочее давление, указанное в паспорте. Стендовые испытания оборудования проводятся в присутствии районного инженера (представителя противофонтанной организации) по согласованному графику, с периодичностью, указанной в подпункте 13.5 настоящей Инструкции по безопасности. Гидравлические стендовые испытания проводятся в

условии положительной температуры окружающей среды;

- Учет наработки оборудования ПВО, обратных клапанов и шаровых кранов ведет подрядчик. Сведения о наработке заносятся в паспорта и сохраняются на протяжении всего срока эксплуатации.
- Манифольд ПВО и его элементы, блоки глушения и дросселирования, а также оборудование ПВО при разведочном бурении подвергаются стендовым опрессовкам с периодичностью, указанной в подпункте 13.5 настоящей Инструкции по безопасности;
- При отсутствии опрессовочного стенда на месторождении проведения работ, организация осуществляет опрессовку оборудования по месту нахождения стенда, привлечением представителя любой другой противофонтанной службы;
- наличие оригиналов актов стендовых испытаний оборудования в бригадах обязательно.
- ведомость на смонтированное ПВО;
- акт опрессовки ПВО на устье (совместно с запорной компоновкой при ТКРС) на возможно ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны, акт опрессовки выкидных линий;
- инструкцию по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» согласованную с противофонтанной организацией, с ознакомлением бригады под подпись;
- инструкцию по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на объектах ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» согласованную с противофонтанной организацией, с ознакомлением бригады под подпись;
- журнал проведения тревог "Выброс";
- журнал регистрации инструктажа на рабочем месте;
- журнал ежесменной проверки ПВО;
- сертификат на крепежные детали (шпильки);
- акт приема-передачи скважины;
- акт проверки азота в ПГА;
- акт о заливке спирта в гидравлический бак станции управления превенторами, задвижками (зимнее время), либо ежемесячно согласно руководству по эксплуатации на оборудование;
- акт на глушение скважины (если предусмотрено планом работ или перечень скважин, не подлежащих глушению);
- ПМЛА (оперативная часть, вывешенная в доступном персоналу месте) с ознакомлением персонала бригады под подпись;
- паспорт на гидравлическое масло;
- сведения о наработке всего ПВО установленного либо планируемого устанавливать на устье скважины;
- копии заключений экспертизы промышленной безопасности на ПВО (в случаях истечения сроков нормативной эксплуатации);

- телефоны экстренных служб (противофонтанная организация, пожарная охрана, ближайшее мед. учреждение и т.д. вывешенные на видном месте вагон-офиса мастера);
- расчетная таблица долива скважины с ознакомлением ответственных лиц под подпись;
- акт опрессовки сбросовых линий после монтажа на скважине;
- акт опрессовки линии от блока дросселирования до сепаратора (для бригад бурения и ЗБС);
- акт опрессовки гидросистемы и гидравлических рукавов высокого давления в условиях РММ;
- акт о техническом состоянии дегазаторов подписанный механиком по ПВО, слесарем, мастером буровой (для бригад бурения и ЗБС);
- акт проведения технического обслуживания станции управления ПВО в условиях мастерских;
- акт готовности к бурению скважины после монтажа и опрессовки ПВО совместно с кондуктором (обсадными колоннами).
- кроме того, в бригадах освоения и испытания, а также в бригадах ремонта скважин, должны быть:
  - ♦ паспорт фонтанной арматуры;
  - ♦ копия акта опрессовки межколонного пространства;
  - ♦ Акт опрессовки фонтанной арматуры, колонной головки на стенде месторождения (рабочее давление) с указанием всех номеров в акте;
  - ♦ паспорта и акты дефектоскопии на аварийные переводники совместно с подрывными патрубками, при использовании разно-размерного НКТ, СБТ.

### 10.3. На смонтированное ПВО составляется ведомость, в которой указываются:

- заводской номер оборудования;
- тип оборудования (превенторов, колонной головки, фонтанной арматуры, буровой крестовины и переходных (дистанционных) катушек, устьевых задвижек, пульта гидравлического управления и т.п.);
- год выпуска;
- дата ввода в эксплуатацию;
- срок эксплуатации ПВО;
- диаметр проходного отверстия оборудования;
- рабочее давление превенторов и элементов ПВО;
- давление опрессовки на ремонтной базе;
- внутренние диаметры отводов крестовины и выкидных манифольдов;
- диаметр, толщина стенки, марка стали и длина верхней обсадной трубы, на которой устанавливается ПВО;
- тип установленных задвижек;

- давление опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной;
- размеры трубных плашек, установленных в плашечном превенторе;
- размеры надпревенторной и переходных катушек;
- наименование газообразного агента в ПГА;
- присоединительные размеры фланцев.

Ведомость хранится в бригаде на время проведения работ на скважине.

После монтажа оборудования ПВО на устье скважины, вызывается представитель противофонтанной организации для проверки качества его монтажа, проведения опрессовки ПВО и проверки готовности бригады к производству работ на скважине согласно плану работ, для получения разрешения на производство работ. Письменная заявка на вызов представителя противофонтанной организации подается за 24 часа. Транспорт для прибытия к месту проведения работ предоставляет Подрядная организация.

В случае отсутствия возможности своевременного прибытия представителя противофонтанной организации на объект, опрессовка ПВО проводится с представителем заказчика (супервайзером). Разрешение на дальнейшее производство работ в этом случае выдается техническим руководителем Исполнителя работ с оформлением соответствующего акта. Выдача разрешения техническим руководителем, осуществляется по официальному согласованию с противофонтанной организацией посредством электронной почты. При первой возможности сотрудник противофонтанной организации обязан проверить данный объект с последующей выдачей заключения.

В случае присутствия представителя противофонтанной службы на месторождении, подрядная организация обязательно обеспечивает доставку представителя ПФС на объект для обследования и контроля опрессовки ПВО на скважине, выдача разрешения представителем ПФС в удаленном режиме НЕ ДОПУСТИМА.

10.4. Опрессовка межколонного пространства проводится при бурении и освоении скважины незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня за колонные пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см (0,5 МПа).

Манометры, установленные на колонную головку, должны иметь градуировку, не превышающую 30% от давления опрессовки межколонного пространства.

Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливаются рабочим проектом на строительство скважины.

Присутствие представителя цеха добычи нефти и газа или супервайзера ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и представителя противофонтанной организации обязательно. По результатам опрессовки составляется акт.

При опрессовке оборудования ПВО на скважине. Составляется акт в котором указываться номер насосного агрегата, данные о манометре (по которому ведется контроль давления опрессовки).

Машинист данного агрегата в составе комиссии, подписывает акт опрессовки.

10.5. Площадка у устья скважины должна иметь твердое покрытие и обеспечивать сток жидкости с неё в предназначенное место сбора. Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил из металлоконструкции (разъемная решетка), твердый настил из досок не использовать, в связи с отсутствием возможности покрывать его горюче стойким материалом.

10.6. Краны шаровые, используемые при работе на скважине должны иметь упор либо фиксатор, свидетельствующий о полном закрытии трубного канала. Поворот шара на 360 градусов недопустим.

10.7. Конструкция плашечных превенторов, регулируемых дросселей, а также задвижек с механическим и гидравлическим управлением должна обеспечивать контроль открытого и закрытого положения исполнительных механизмов.

В задвижках с гидравлическим управлением должно быть предусмотрено их механическое открывание.

Конструкция линий манифольда должна исключать необходимость сварки его составных частей в условиях эксплуатации.

В конструкции манифольда должна быть предусмотрена возможность продувки трубопровода.

Трубопроводы систем управления, расположенные непосредственно на превенторе и участке от станции управления до стволовой части, должны быть защищены от механических повреждений кожухами или расположены в корпусных деталях.

Вблизи мест поворота манифольдных линий установка опоры является обязательной. Место установки опоры должно быть указано в эксплуатационной документации или схеме обвязки ПВО.

10.8. В случаях, когда используется разно размерная компоновка бурильного инструмента для бурения, КРС (насосно-компрессорных труб) на мостках необходимо иметь специальную опрессованную стальную трубу с прочностными характеристиками, соответствующими верхней секции используемой бурильной колонны. Специальная труба должна быть окрашена в красный цвет и иметь метку, нанесенную белой масляной краской, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 300 - 400 мм ниже плашек превентора. Диаметр специальной трубы должен соответствовать диаметру плашек превентора. На специальную трубу должны быть накручены от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. На муфту трубы должен быть накручен и закреплен машинными ключами шаровой кран. На устье скважины специальная труба с накрученным шаровым краном опрессовывается на давление совместной опрессовки ПВО с обсадной колонной.

10.9. В случае несоответствия элеватора, используемого при СПО, типоразмеру аварийной трубы на нее должен быть накручен и затянут машинными ключами патрубков, соответствующий типоразмеру и прочностным характеристикам применяемых труб.

10.10. В бригаде КРС при проведении СПО УЭЦН на рабочей площадке обязательно должно

быть устройство для рубки кабеля УЭЦН. Устройство резки кабеля, должно иметь паспорт завода изготовителя, инструкцию по безопасной резки кабеля УЭЦН. Состав вахты должен быть письменно ознакомлен с инструкцией по резке кабеля.



## 11. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И РАБОЧИЕ ЖИДКОСТИ

11.1. Тип и свойства технологического раствора должны соответствовать указанному в плане работ и в комплексе с технологическими мероприятиями, регламентирующими процесс ремонтных работ обеспечивать безаварийные условия работ с высокими технико-экономическими показателями и минимальным ущербом окружающей среде.

11.2. Плотность технологического раствора при вскрытии газонефтеводосодержащих отложений должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.

11.3. Проектные (плановые) и фактические решения по выбору плотности технологического раствора (рабочей жидкости) должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % – для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % – для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

11.4. Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидравлического разрыва пласта или поглощения технологического раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

11.5. По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика допускаются отклонения от требований п. 11.3 настоящей Инструкции по безопасности в следующих случаях:

- при поглощениях промывочной жидкости (с выходом или без выхода циркуляции). ТКРС в таких условиях должно осуществляться по плану с комплексом мероприятий по недопущению газонефтеводопроявлений. План должен быть согласован с противофонтанной организацией;
- при проектировании и строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).

11.6. Не допускается отклонение плотности технологического раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на  $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$  от установленной проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений).

11.7. Приготовление и обработка технологического раствора производится в соответствии с планом работ, разработанной рецептурой, инструкциями по безопасной работе с химическими реагентами и при использовании защитных средств, приборов для контроля параметров раствора.

11.8. Повышение плотности технологического раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений).

11.9. При применении технологических растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и др.) должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды на устье скважины, в месте приготовления раствора, а при появлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.

11.10 Подрядчику, оказывающему услуги по бурению скважин, необходимо обеспечить наличие автоматических датчиков газоанализатора (газодетекторов) в технологических помещениях буровых установок, в которых возможно возникновение или проникновение воспламеняющих смесей. Места установки стационарного газоанализатора и количество датчиков должно быть определено проектной организацией, с учетом вида используемой при бурении промывочной жидкости. Как минимум датчики должны быть установлены в зонах:

- устьевой воронки;
- пульта управления бурильщика и рабочей площадки буровой;
- вибросит;
- ёмкостей бурового раствора после дегазатора.

11.11 Система газодетекторов должна быть снабжена:

- световой и аудио сигнализацией;
- единой контрольной панелью с возможностью проверки функциональности.

11.12 При достижении 20% от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами должен включаться предупредительный сигнал, а при достижении 50% предела должно быть обеспечено полное отключение оборудования и механизмов, попавших в опасную зону загазованности. Работоспособность оборудования вне загазованной зоны, должна быть максимально сохранена, при условии отсутствия риска быстрого (лавинообразного) разрастания зоны загазованности. Возможность реализации данного требования по сохранению работоспособности должна быть оценена на стадии проектирования оборудования или при повторной экспертной оценке существующего оборудования соответствующей организацией.

11.13. Размещение устройств звуковой и визуальной аварийной сигнализации следует выбирать так, чтобы обеспечить быстрое оповещение всех работников на буровой.

11.14. Кроме стационарного газоанализатора с датчиками, буровая бригада должна быть обеспечена переносными газоанализаторами. Работник, допущенный к работе с данными приборами должен пройти соответствующее обучение.

11.15. В ходе функциональных проверок оборудования для обнаружения газов необходимо убедиться в том, что:

- калибровка приборов для обнаружения сероводорода и горючих газов осуществляется с периодичностью, указанной в инструкциях изготовителя комплексного оборудования; при необходимости проведения повторной калибровки, эта операция выполняется только официально назначенным квалифицированным специалистом;

- измерительные головки чистые, чтобы грязь и твердый материал не препятствовали срабатыванию датчика.

11.16 . Размещение устройств звуковой и визуальной аварийной сигнализации следует выбирать так, чтобы обеспечить быстрое оповещение всех работников на буровой. Значение каждого из аварийных сигналов необходимо довести до всех работников.

11.17. Подрядчик, оказывающий услуги по бурению скважин, должен разработать инструкции по эксплуатации, проверке/тестированию и ремонту оборудования для обнаружения газа в воздушной среде (стационарного и переносного) и довести их до работников, занимающихся его эксплуатацией и ремонтом. Приказом по предприятию должны быть назначены ответственные лица за исправное состояние данных систем и установлен порядок и периодичность их тестирования.

11.18. Порядок практических действий работников буровой бригады при срабатывании предупредительных сигналов датчиков газоанализатора должен быть разработан руководством бурового предприятия и включен в ПМЛА.

11.19. Всех работников следует обучить действиям при срабатывании звуковых и визуальных сигналов аварийной сигнализации.

11.20. Для закрепления навыков действия по сигналам тревоги «Газы» буровым мастером должны проводиться УТЗ с работниками буровой бригады.

Также буровым предприятием должны быть разработаны памятки по действию работников в случае срабатывания предупредительных сигналов датчиков газоанализатора, которые вывешиваются в местах, где возможно образование взрывоопасных смесей горючих газов с воздухом

11.21. Устройства подачи звуковых и визуальных сигналов оповещения следует устанавливать:

- на пульте управления бурильщика и рабочей площадке;
- на емкостях для бурового раствора;
- в офисе руководителя на буровой;
- в станции ГТИ.

11.22. При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м<sup>3</sup> работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

## 12. КОНТРОЛЬ ЗА ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

Все работы по скважине допускаются только при полном составе вахты. В соответствии с ИПБОТ 001-2008 запрещается производить спускоподъемные операции при неполном составе вахты. В случае неполного состава вахты работы останавливаются, скважина герметизируется, обеспечивается её долив до устья. О неполном составе вахты сообщается дежурному диспетчеру и мастеру бригады. При перерывах в работе независимо от их продолжительности запрещается оставлять устье скважины не загерметизированным.

### 12.1. При наличии промывки скважины (трубы спущены до забоя):

- при появлении косвенных признаков усилить контроль за возможностью появления прямых признаков;
- при появлении прямых признаков (кроме увеличения газосодержания) произвести герметизацию устья. Произвести вымыв поступившего флюида с поддержанием забойного давления, превышающем пластовое. При необходимости, произвести закачку жидкости повышенной плотности;
- при увеличении объемного содержания газа в буровом растворе превышает фоновое на 5%, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом и их устранения.

### 12.2. При проведении подъёма труб:

- подъём труб может производиться только при параметрах промывочной жидкости, соответствующих утверждённому Планом работ (проектом) и только после промывки скважины до выхода чистого раствора;
- запрещается превышение, утверждённому Планом работ (проектом), скорости подъёма труб более 0,15 м/сек, при ТКРС более 0,25 м/сек;
- контроль за соответствием фактического объема доливаемой жидкости расчётному, производится согласно листу долива;
- при разнице между объемом доливаемого раствора и объёмом металла поднятых труб менее 0,2 м<sup>3</sup> при ЗБС (при строительстве 0,5 м<sup>3</sup>), подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.

При ТКРС и освоении обеспечить долив и поддержание уровня жидкости на устье. При невозможности поддержания уровня на устье обеспечить постоянный контроль уровня и долив скважины жидкостью глушения, с учётом безопасного статического уровня, указанного в листе глушения;

- если при остановке подъёма труб наблюдается, перелив раствора из скважины - устье герметизируется.

### 12.3. При проведении спуска труб:

- скорость спуска труб не должна превышать, регламентируемую Планом работ (проектом) более 0,25 м/сек;
- контроль за соответствием фактического объёма, вытесненного из скважины раствора

расчетному, должен производиться согласно листу вытеснения;

- в процессе строительстве скважин и ЗБС при разнице между объемом вытесняемого раствора и объемом металла спущенных труб более 0,2 м<sup>3</sup> при ЗБС (0,5 м<sup>3</sup> при строительстве), спуск должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.

При ТКРС и освоении обеспечить долив и поддержание уровня жидкости на устье. При невозможности поддержания уровня на устье обеспечить постоянный контроль уровня и долив скважины жидкостью глушения, с учётом безопасного статического уровня, указанного в листе глушения. В случае отсутствия поглощений при разнице между объемом вытесняемого раствора и объемом металла спущенных труб более 0,2 м<sup>3</sup>, спуск должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья;

- если при остановке спуска труб наблюдается движение жидкости из скважины - устье герметизируется. Если движение жидкости отсутствует - спуск труб продолжается до появления перелива жидкости при остановке. При появлении перелива производится герметизация устья и вымыв флюида с поддержанием забойного давления, превышающем пластовое давление;
- запрещены спускоподъемные операции при ветре со скоростью 15 м/сек и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м. Если паспортом агрегата предусмотрена меньшая скорость ветра, то следует руководствоваться паспортной величиной (ТКРС и освоение);
- скорость подъема и спуска НКТ с крупногабаритным оборудованием закрытого проходного сечения (например, ЭЦН, забойного двигателя и т.д.) не должна превышать 0,2 м/сек, скорость подъема и спуска пакера, шаблона не должна превышать 0,25 м/сек;
- при перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье не загерметизированным.

#### 12.4. При проведении геофизических работ и перфорации скважины с применением геофизического кабеля:

- контроль за уровнем жидкости в скважине при проведении перфорации осуществляет мастер КРС (бурильщик);
- при падении уровня производится, долив жидкости в скважину. Если уровень при этом восстановить не удастся, производится подъём прибора (перфоратора), устье герметизируется;
- при переливе жидкости, производится подъём прибора (перфоратора), устье герметизируется;
- при интенсивном переливе и угрозе выброса из скважины, когда не поднят прибор (перфоратор), по решению мастера (бурильщика/оператора) производится рубка каротажного кабеля и герметизируется устье;
- во всех случаях, при ГНВП, после герметизации устья скважины сообщается техническому руководителю организации ответственной за проведение работ на скважине, начальнику управления промышленной безопасности и охраны труда, начальнику отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и представителю противофонтанной организации.

12.5. Обязательным условием проведения геофизических работ (прострелочных и взрывных работ) на каротажном кабеле является наличие у геофизической партии специальных средств для безопасной рубки кабеля. Устройство для резки кабеля должно находиться на устье скважины во время проведения работ, иметь паспорт завода изготовления и руководство по эксплуатации, должна быть разработана инструкция по безопасной резки кабеля при ГИС с ознакомлением состава вахты партии ГИС.

12.6. В организациях осуществляющих производство работ по бурению скважин, ЗБС, ТКРС, должны быть назначены лица ответственные за долив скважины (под роспись).

12.7. Для производственного контроля за возможным ГНВП и ОФ организациями осуществляющие производство работ по бурению скважин, ЗБС, ТКРС, ГНКТ каждые 4 часа должны предоставляться оперативные сводки в отдел промышленной безопасности ведущему специалисту по противofонтанной безопасности ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз» на месторождении и противofонтанную организацию.

12.8. Проведение профилактической работы по предупреждению ГНВП и ОФ осуществляется:

- специалистами по противofонтанной безопасности Общества в соответствии с должностными инструкциями, ежегодными и ежемесячными планами работ по противofонтанной безопасности, настоящей Инструкцией по безопасности и иными ЛНД и РД Компании и Общества, определяющих порядок ведения профилактической работы по предупреждению ГНВП и ОФ;
- работниками ПФС/ПВФЧ в соответствии с договором на ведение профилактической работы по предупреждению возникновения и ликвидации, открытых газовых и нефтяных фонтанов на лицензионных участках Общества, а также ежеквартальными планами работ по противofонтанной безопасности, настоящей Инструкцией по безопасности и иными ЛНД и РД ПФС/ПВФЧ, определяющих порядок ведения профилактической работы по предупреждению ГНВП и ОФ.



## 13. НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

13.1. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения оборудования и условий его применения включает безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохранность или определенные сочетания этих свойств.

13.2. Для неремонтируемых объектов основным свойством является безотказность. Для ремонтируемых объектов одним из важнейших свойств, составляющих понятие надежности, является ремонтпригодность.

13.3. Для объектов, которые являются потенциальным источником опасности, т.е. для скважин всех назначений, необходимым условием является «безопасность». Безопасность не входит в общее понятие надежности, но при определенных условиях тесно связана с этим понятием, например, отказы оборудования скважины и оборудования, установленного на устье скважины, могут привести к условиям, вредным для людей и окружающей среды сверх предельно допустимых норм.

13.4. Стендовые испытания, проверки, ревизия и техобслуживание противовыбросового оборудования до установки на устье скважины необходимо проводить в условиях ремонтно-механических мастерских (РММ), баз производственного обеспечения (БПО) в присутствии представителя противофонтанной службы (по предварительно согласованному графику), с периодичностью, указанной в эксплуатационных документах (РЭ). Результаты проведенных работ фиксируются актом.

13.5. Периодичность проведения стендовых испытаний противовыбросового оборудования:

13.5.1. При эксплуатационном (кустовом) способе бурения нефтяных, газовых, нагнетательных, поглощающих, контрольных, пьезометрических, наблюдательных, опорных, водозаборных, структурных скважин и капитальном ремонте (в том числе реконструкции) скважин методом резки бокового ствола:

- в отношении надпревенторных и переходных катушек, превенторов, крестовины и коренных задвижек, колонного патрубка и фланца, адаптеров – входящих в стволовую часть, срок ревизии и опрессовки на рабочее давление (при эксплуатации или хранении) должны составлять 1 раз в 6 месяцев или не более 8 скважин и быть не более срока, определенного технической документацией завода – изготовителя, в зависимости от того, какой срок наступит раньше;
- в отношении выкидных линий, блоков глушения и дросселирования, сроки ревизии и опрессовки на рабочее давление должны составлять 1 раз в 12 месяцев и быть не более срока, определенного технической документацией завода – изготовителя, в зависимости от того, какой срок наступит раньше.

13.5.2. При бурении разведочных, поисковых и одиночных эксплуатационных скважин:

- в отношении надпревенторных и переходных катушек, превенторов, крестовины и коренных задвижек, колонного патрубка и фланца, адаптеров – входящие в стволовую часть и выкидные линии, блоков глушения и дросселирования, срок ревизии и опрессовки на рабочее давление (при эксплуатации или хранении) должны осуществляться до установки на устье каждой новой скважины. При этом срок



последующей опрессовки на рабочее давление должно определяться с учетом срока, определенного технической документацией завода – изготовителя, в зависимости от того, какой срок наступит раньше.

13.5.3. При текущем, капитальном ремонте, освоении и испытании скважин (ГРП, кислотный гидравлический разрыв пласта, большеобъемная обработка призабойной зоны, ГНКТ, работы с применением тросоканатного метода):

- в отношении превенторов и других герметизирующих устройств – входящих в стволовую часть, сроки ревизии и опрессовки на рабочее давление (при эксплуатации или хранении) должны составлять 1 раз в 6 месяцев, в том числе учитывая обязательные требования технического паспорта и ЛНД ООО «Славнефть – Красноярскнефтегаз»;
- в отношении выкидных линий, блоков глушения и дросселирования сроки ревизии и опрессовки на рабочее давление должны составлять 1 раз в 12 месяцев с учетом требований, указанных в техническом паспорте.

13.6. Должны быть проведены и задокументированы:

- стендовые испытания (опрессовка) в условиях механических мастерских, БПО и на устье скважины, опрессовка ПВО и манифольдов ПВО, опрессовка ПВО перед ПВР;
- проверки - тестирование и дефектоскопия корпуса превентора, ежедневные визуальные осмотры, проверки открытием и закрытием не реже 1 раз в месяц буровой организацией, а ТКРС – ежедневно, наличие и исправность освещения ПВО, помещений ПВО и подходов к устью скважины, обогрева и утепления модулей-блоков и ПВО, манифольдных линий и блоков задвижек при работе в условиях низких температур окружающего воздуха;
- техобслуживание - плановое и периодическое, внеплановое (ПВО, клапанов пружинного типа, систем очистки и дегазации растворов).

Документирование включает составление, заполнение, подписание, утверждение и обеспечение надежного хранения на бумажном носителе информации о текущих работах и порядка их проведения (например, акты испытаний ПВО, обратных клапанов, шаровых кранов, ведомости на ПВО, паспорта, формуляры, сертификаты, схемы обвязки типовые и фактические).

13.7. Применение ранее не применявшегося ПВО и ПВО новой конструкции, инструкции по монтажу, эксплуатации и обслуживанию необходимо согласовывать с ПФС/ПФВЧ.

13.8. Шары крановые, используемые при работе на скважине должны иметь упор либо фиксатор, свидетельствующий о полном закрытии трубного канала.

13.9. Восстановленные компоненты устьевого оборудования повторному использованию на скважинах не подлежат, кроме тех случаев, когда они были восстановлены и прошли повторную сертификацию на заводе-изготовителе или на утвержденных им производственных предприятиях с оформлением технической документации.

13.10. При проведении работ по переоборудованию устья следует всегда иметь элемент вторичного барьера фонтанной безопасности, перекрывающий потенциальный приток пластового флюида на устье. При демонтаже ПВО для установки трубной головки на

скважинах со спущенным хвостовиком всегда следует рассматривать риски поступления пластового флюида через перфорированные отверстия фильтра хвостовика или поступление флюида при не герметичности между головой хвостовика и эксплуатационной колонной. Для соблюдения правила двух барьеров в данной ситуации необходимо принять соответствующие мероприятия по обеспечению наличия вторичного барьера, такие как:

- установить дополнительного (временного) барьерного элемента в эксплуатационной колонне, например, пакера, перекрывающего внутреннее пространство эксплуатационной колонны,
- использовать специальную трубную головку, устанавливаемую при перемонтаже ПВО перед забуриванием последней секции скважины между колонной головкой и ПВО.

Такая трубная головка должна обеспечивать возможность спуска НКТ с герметизатором, и герметизацию трубного пространства эксплуатационной колонны до демонтажа ПВО,

использовать колонные головки компактного типа (по ГОСТ 30196-94) с интегрированным посадочным местом под уплотнение трубной подвески, позволяющие обеспечить возможность спуска НКТ и герметизацию трубного пространства эксплуатационной колонны до начала пере монтажа ПВО.

13.11. На буровое оборудование и ПВО, импортного производства, должен быть осуществлен технический перевод всей сопроводительной документации на русский язык. Форма паспортов на оборудование должна соответствовать Российским требованиям к данному виду технической документации.

13.12. В холодное время года должен быть предусмотрены меры по предотвращению замерзания ПВО, предусмотрен обогрев блока превенторов, установленного на устье скважины и системы управления ПВО. В случае применения электрических установок для обогрева (электрокалориферы, инфракрасные обогреватели, греющие кабели и проч.), они должны быть во взрывозащищенном исполнении. Степень взрывозащиты должна соответствовать зоне взрывоопасности, в которой эксплуатируется данное оборудование.

13.13. Не допускается эксплуатация ПВО и шаровых кранов с истекшим сроком эксплуатации (службы), назначенным заводом-изготовителем, без его продления в установленном порядке.

13.14. Результаты всех стендовых опрессовок заносятся в паспорт ПВО с оформлением соответствующих актов. Каждая операция опрессовки (т.е. создание необходимого давления) отдельного элемента или нескольких собранных элементов противовыбросовой обвязки оформляется отдельным актом. Не допускается оформление опрессовки ПВО одним общим актом.

13.15. Колонный фланец и колонная головка соединяются с патрубком на резьбе и уплотняются специальной смазкой, согласно инструкции по монтажу и эксплуатации колонной головки (использование ленты фторопластового уплотнительного материала не допускается).

13.16. В процессе бурения, испытания, капитального ремонта скважины должно быть организовано видеонаблюдение для контроля состояния стволовой части ПВО, смонтированного на устье скважины и контроля проведения работ на рабочей площадке.

13.17. Запрещается эксплуатация оборудования, не удовлетворяющего требованиям функциональных проверок, эксплуатационных испытаний и опрессовок. Такое оборудование должно быть немедленно отремонтировано и незамедлительно подвергнуто повторным испытаниям. Если отремонтировать оборудование не представляется возможным, оно должно быть немедленно заменено. Работы с неисправным противовыбросовым оборудованием запрещены. Работы должны быть остановлены до тех пор, пока противовыбросовое оборудование не будет заменено.

13.18. Перед отправкой на площадку для выполнения работ, все работающее под давлением, оборудование (блок регулирования давления, ГРП) и оборудование для цементирования скважин должно быть предварительно испытано на рабочее давление в условиях базы производственного обслуживания, иметь техническую документацию (паспорта, руководство по эксплуатации). Перед использованием оборудования, буровой мастер либо ответственный за проведение работ - представитель ИТР подрядчика, и буровой супервайзер должны проверить сертификаты и данные испытаний, представленные подрядчиком.

13.19. Универсальный превентор должен обеспечивать возможность расхаживания бурильной колонны, а также её подъем или спуск при загерметизированном под избыточным давлением устье скважины. В паспорте должна в обязательном порядке содержаться информация о наработке/замене уплотнительного элемента, а также информация по минимально-допустимому диаметру трубы, на котором закрытие происходит без необратимой деформации уплотнительного элемента. Универсальный превентор должен обеспечивать возможность СПО бурильной трубы под давлением. Для предотвращения чрезмерного износа уплотнителя должно быть предусмотрено использование управляемого гидравлического регулятора, который контролирует давление закрытия. Давление закрытия должно регулироваться в соответствии с указаниями производителя исходя из размера труб, находящихся при закрытии напротив универсального превентора. Информация о рекомендованных производителем давлениях закрытия должна находиться на видном месте вблизи регулятора давления.

13.20. Блоки дросселирования и глушения должны располагаться в отдельном освещаемом, обогреваемом в зимнее время (при отрицательных значениях температуры окружающего воздуха) боксе, обеспечивающим лёгкий доступ к управлению их элементами.

13.21. На всех задвижках с ручным управлением должны быть установлены штурвалы, на которых должно быть указано направления их закрытия/открытия. На задвижках должны быть краской нанесены порядковые номера согласно схемы. Должен иметься указатель нахождения задвижки в открытом/закрытом положении, а также на стене вывешивается схема блоков с указанием нормального положения задвижек при бурении (открыта или закрыта).

13.22. Периодичность и объем проверок оборудования, а также ответственный за их проведение должны быть указаны в инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО и содержать мероприятия по проверке работоспособности пультов управления ПВО после их монтажа, а также методику проведения ежесменных и функциональных проверок.

13.23. В случае выявления неисправности или отсутствия требуемого испытания ПВО, работы по углублению скважины должны быть остановлены (с принятием возможных мер по недопущению прихвата колонны труб и наличию необходимых барьеров) до момента её устранения. Работы с неисправным, неиспытанным ПВО – запрещены.

13.24. На каждой буровой при автономной работе, на БПО при кустовом бурении, должен находиться комплект запасных частей ПВО из расчета 1 комплект на 1 буровую. Резинотехнические изделия на применяемые превентора в количестве 2х комплектов. Задвижка гидравлическая ЗМГ80х35 1шт, элементы регулируемого дросселя ДРГ 80-35 –два комплекта твердосплавной пары, задвижка механическая ЗМС 80х35-1шт, одного типа с задвижками, установленными в блоке дросселирования и глушения.

13.25. В соответствии с ГОСТ Р 53394-2017 буровое оборудование и оборудование ПВО должно иметь заводские номера.

В соответствии с ГОСТ 26828-86 оборудования должна сохраняться в течение всего срока службы изделия во всех условиях и режимах, установленных в нормативно-технической документации на изделия конкретных видов.

## 14. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

14.1. Виды геофизических исследований и работ в скважинах представлены на Рисунке 1.



Рис. 1 Геофизические исследования и работы в скважинах

14.2. Для обеспечения безопасности работ ОГ разрабатываются, утверждаются и вводятся в действие ЛНД ОГ - «Технические инструкции», устанавливающие технические и технологические требования проведения отдельных видов ГИРС:

- по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах;
- по проведению геолого-технологических исследований бурящихся нефтяных и газовых скважин;
- по прострелочно-взрывным работам в нефтяных и газовых скважинах;
- по испытанию пластов инструментами на трубах в нефтяных и газовых скважинах;
- по проведению скважинной геофизики.

14.3. Технические инструкции обязательны для выполнения исполнителями ГИРС и используются при приемке и контроле исполнения и результатов ГИРС нефтегазодобывающими ОГ (пользователями недр), заказчиками ГИРС, осуществляющими

управление государственным фондом недр, экспертизу и учет запасов полезных ископаемых, геологический контроль, горный надзор, метрологический контроль и надзор в соответствии с Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, утвержденными приказами Минэнерго России от 28.12.1999 №445 и Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 28.12.1999 № 323 «Об утверждении Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах».

14.4. Планирование процесса крепления ствола скважины должно проводиться на основании информации, полученной по результатам геофизических исследований в процессе бурения и/или коротажных работ.

14.5. Устье скважины перед проведением любых работ геофизической партии должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме. Перед перфорацией эксплуатационной колонны скважина должна быть заполнена буровым раствором (рабочей жидкостью), соответствующим рабочему проекту (плану работ). Перфорация продуктивного пласта должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения ПВР устанавливаются специальным планом, утвержденным техническим руководителем Исполнителя работ и согласованным с заказчиком (пользователем недр) и ПФС.

14.6. В случаях, когда геофизические исследования провести невозможно без привлечения бригад ТКРС (скважины, эксплуатирующиеся ЭЦН, ШГН, остановленные, а также при различных способах воздействия на пласт), эти работы должны быть поручены подрядчику по ТКРС с включением в объем ремонтных работ комплекса необходимых ГИРС.

14.7. Геофизические работы должны проводиться после специальной подготовки территории и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (подъем) скважинных приборов и аппаратов на кабеле до интервала исследований или до забоя.

14.8. Готовность территории и скважины для проведения геофизических работ подтверждается двусторонним актом, составленным между бригадой по ТКРС и партией ГИС.

14.9. Перед началом геофизических работ скважина должна быть заполнена жидкостью необходимой плотности до устья, а колонна прошаблонирована до забоя.

14.10. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя организации, введении которого находится скважина. Общее руководство геофизическими работами, возлагается на представителя геофизической организации.

14.11. Для проведения геофизических работ в скважинах под давлением в комплект наземного оборудования должны входить лубрикаторные устройства. Лубрикатор должен быть паспортизирован. После установки и перед каждой операцией лубрикатор необходимо проверить на герметичность постепенным повышением давления продукции скважины. При проведении геофизических исследований в процессе капитального, текущего ремонта и освоения скважин, после обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием превентор и лубрикатор геофизической партии опрессовываются на полутора кратное ожидаемое давление на устье скважины через тройник, входящий в схему обвязки. Гидравлические испытания лубрикаторов, превенторов и тройников на рабочее давление



должны проводиться не реже одного раза в шесть месяцев на испытательном стенде в присутствии представителя противофонтанной службы (по предварительно согласованному графику).

14.12. Члены буровой бригады и бригады ТКРС должны проходить инструктажи по методам безопасной работы с геофизическим оборудованием и взаимодействию во время проведения геолого-технологических исследований.

14.13. Начальник партии (отряда) обязан оперативно информировать бурового мастера (бурильщика), мастера и персонала бригады ТКРС и фиксировать в буровом (вахтовом при ТКРС) журнале возможность возникновения осложнения или аварийной ситуации.

14.14. Возникающие в процессе проведения геофизических работ осложнения, связанные с прихватом кабеля, скважинного прибора или груза, ликвидируются под руководством лица, ответственного за проведение геофизических работ, при участии работников буровой бригады, бригады ТКРС.

14.15. Во время и после проведения ПВР подрядчиком производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости в скважине, его снижение не допускается. ПВР должны производиться в соответствии с требованиями главы XLIV ФНиП.

14.16. Принятие решения о немедленной герметизации устья скважины при ГНВП в процессе проведения ГИРС возлагается на руководителя бригады бурения, освоения и/или ТКРС, добычи нефти и газа, а в его отсутствие – на руководителя вахты (смены) или оператора добычи нефти и газа. На устье скважины должно находиться приспособление для рубки геофизического кабеля. Устройство для резки кабеля должно находиться на устье скважины во время проведения работ, иметь паспорт завода изготовления и руководство по эксплуатации, должна быть разработана инструкция по безопасной резке кабеля при ГИС с ознакомлением состава вахты партии ГИС.

14.17. Проведение ГИРС должно осуществляться по планам работ, согласованным с ПФС. Устье скважины оборудуется в соответствии с типовой схемой монтажа геофизического оборудования, разработанной и утвержденной в установленном порядке. Геофизический превентор (при его применении) и лубрикатор после установки на устье скважины должны быть опрессованы на давление, указанное в плане работ (наряд-заказе), с оформлением акта опрессовки. Готовность скважины к проведению работ подтверждается актом, подписываемым представителями заказчика и производителем работ (начальником партии). В акте готовности скважины к ГИРС должны быть указаны номера актов опрессовки, дата и давление опрессовки. Перед началом работ начальник партии ГИРС, составляет фактическую схему установленного оборудования и ПВО на скважине. Фактическая схема составляется с указанием размеров оборудования и ПВО партии ГИРС, фланцевых соединений (ОКК, АФК, лубрикатора). Представитель ПФС выезжает на проведение обследования геофизических партий при их работе на месторождении.

14.18. Требования к геофизическим партиям ГДИС (выполняющим работы по технологической очистке НКТ) - наличие:

- наряд-заказа, на устьевое оборудование, устанавливаемое на буферную задвижку ФА (лубрикатор, геофизический превентор);



- паспорта, акта опрессовки ПВО на стенде 1 раз в 6 месяцев, акта опрессовки лубрикатора после установки на скважину (скваженной средой);
- обучения состава партиям ГДИС по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП»;
- утвержденной типовой схемы обвязки устья скважины при проведении работ, согласованной с ПФС;
- акта проведения одновременных работ на кустовой площадке.

Технологические звенья по очистке НКТ в скважинах и звенья ГДИС обследуются представителем ПФС при их работе на месторождении не реже 1 раза в месяц.

## 15. ССЫЛКИ

1. Федеральный закон РФ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора 15.12.2020 № 534.
3. Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению возникновения открытого фонтанирования скважин на предприятиях нефтяной промышленности, утвержденная Приказом Минэнерго России от 15.02.2001 №52.
4. Инструкция по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов», согласованная письмом Госгортехнадзора России от 29.07.2003 №10-03/800, утвержденная первым заместителем Министра энергетики РФ и заместителем Председателя ОАО «Газпром» 15.10.2003.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, утвержденные приказами Минэнерго России от 28.12.1999 №445 и Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 28.12.1999 № 323 «Об утверждении Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах».
6. ИПБОТ 001-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для буровика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ.
7. ИПБОТ 226-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда по организации и проведению учебно-тренировочных занятий по ликвидации возможных газонефтепроявлений при ПРС и КРС.
8. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
9. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
10. ГОСТ Р 27.102-2021 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
11. ГОСТ 28919-91 Фланцевые соединения устьевого оборудования. Типы, основные параметры и размеры.
12. ГОСТ 13862-90 (СТ СЭВ 6149-87, СТ СЭВ 6913-89, СТ СЭВ 6914-89, СТ СЭВ 6916-89) Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
13. ГОСТ 30196-94 Головки колонные. Типы, основные параметры и присоединительные размеры.

14. ГОСТ Р 53394-2017 Интегрированная логистическая поддержка. Термины и определения.
15. ГОСТ 26828-86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка.
16. Типовые требования Компании №П2-10 ТТР-0007 «Организация работ по контролю скважины при бурении и зарезке боковых стволов на суше».
17. Инструкция Компании № ПЗ-05 И-0016 «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников».
18. Положение Компании № ПЗ-05 С-0257 «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин».
19. Технологическая инструкция Компании № П2-05.01 ТИ-0001 «Требования безопасности при ведении монтажных работ и при производстве текущего, капитального ремонта и освоения скважин после бурения.
20. Технологический регламент ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П1-01.05 ТР-0019 ЮЛ-428 «Производство глушения и промывки скважин жидкостями глушения на нефтяной основе».

# 16. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА

Таблица 2

Перечень изменений Инструкции по безопасности ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»


ВЕРСИЯ	ВИД И НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	НОМЕР ДОКУМЕНТА	ДАТА УТВЕРЖДЕНИЯ	ДАТА ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ	РЕКВИЗИТЫ РД
1	2	3	4	5	6
1.00	Инструкция ООО «Славнефть - Красноярскнефтегаз» «По предупреждению газонефтеводопроявлени й, открытых фонтанов при бурении, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, проведении исследований, ликвидации и эксплуатации скважин»	И-КНГ-01- 2015 ПБФ	25.06.2015	25.06.2015	Приказ ООО «Славнефть - Красноярскнефтегаз» от 25.06.2015 № 141

# ПРИЛОЖЕНИЯ

**Таблица 3**  
**Перечень Приложений к Инструкции по безопасности**

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Форма листа глушения при строительстве и ЗБС	Включено в настоящий файл
2	Форма листа глушения при ТКРС	Включено в настоящий файл
3	Перечень фонтаноопасных работ и факторы фонтаноопасности	Включено в настоящий файл
4	Форма листа долива	Включено в настоящий файл
5	Форма листа долива при ТКРС и освоении	Включено в настоящий файл
6	Форма журнала проведения учебных тревог	Включено в настоящий файл

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА ЛИСТА ГЛУШЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЗБС

<b>ЛИСТ ГЛУШЕНИЯ</b> (метрические единицы)	ДАТА: _____ ФАМИЛИЯ: _____
<b>ДАнные по приемистости пласта:</b> Давление на устье при испытании пласта на приемистость (A) атм. Плотность бурового раствора при испытании (B) кг / м <sup>3</sup> Максимально допустимая плотность бурового раствора = (B) + $\frac{(A)}{0,0981 \times \text{глубина башмака}}$ = (C) кг / м <sup>3</sup> Начальное максимально допустимое давление на устье = ((C) – текущая плотность б. р.) × глубина башмака × 0,0981 = _____ атм.	<b>ТЕКУЩИЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:</b> <b>ТЕКУЩИЙ БУРОВОЙ РАСТВОР:</b> плотность: _____ кг / м <sup>3</sup> <b>БАШМАК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ:</b> диаметр _____ мм длина по стволу _____ м глубина _____ м <b>ОТКРЫТЫЙ СТОЛ:</b> диаметр _____ мм длина _____ м глубина _____ м
Насос NO. 1 _____ Насос NO. 2 _____ _____ литр / ход      _____ литр / ход	

Производительность насоса	Динамические Потери Давления	
	Насос NO. 1	Насос NO. 2
ход/мин		
ход/мин		

ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ:	ДЛИНА м	ВМЕСТИМОСТЬ л/м	ОБЪЕМ л	ЧИСЛО ХОДОВ НАСОСА ходов	ВРЕМЯ минут
БУР.ТРУБЫ 127 х 9,19 мм		х 9,26	= л	ОБЪЕМ литр / ход	Число ходов ход/мин
СБТ -----		х	= л		
УБТ 158,7 / 63,5 мм	175	х 3,17	= л		
ОБЪЕМ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ		(D)	л	(E) ходов	мин
УБТ х ОТКР. СТОЛ		х 16,82	= л		
БТ / СБТ х ОТКР. СТОЛ		х 23,45	= л		
ОБЪЕМ ОТКРЫТОГО СТОЛА		(F)	л	ходов	мин
БТ х ОБСАДНАЯ КОЛОННА		(G) х 25,03	= л	ходов	мин
ОБЩИЙ ОБЪЕМ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА		(F+G) = (H)	л	ходов	мин
ОБЩИЙ ОБЪЕМ СКВАЖИНЫ		(D+H) = (I)	л	ходов	мин
АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ НА ПОВЕРХНОСТИ		(J)	л	ходов	
ОБЩИЙ АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ		(I + J)	л	ходов	

ДАТА: \_\_\_\_\_  
ФАМИЛИЯ: \_\_\_\_\_

<b>ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА ГЛУШЕНИЯ</b> $P_{кон}$	$\frac{\text{Текущая плотность бурового раствора} + \frac{\text{Давление в бурильных трубах}}{\text{Глубина} \times 0.0981}}{x 0.0981} = \text{кг/м}^3$
<b>НАЧАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ</b> $P_{нач}$	$\text{Динамические потери давления} + \text{Давление в бурильных трубах} = \text{атм}$
<b>КОНЕЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ</b> $P_{кон}$	$\frac{\text{Плотность раствора глушения}}{\text{Текущая плотность бурового раствора}} \times \text{Динамические потери давления} = \text{атм}$

[illegible]





## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ФОРМА ЛИСТА ГЛУШЕНИЯ ПРИ ТКРС

Расчет глушения скважины			
Месторождение:		Серв. компания:	
Куст:	-	Бригада:	
Скважина:		Мастер:	
		Подпись:	

**Тип ингибитора**

НЕТ

**Эксплуатационная колонна**

Объем 1 п.м. ЭК: ##### л/м

усредн. диаметр: ##### мм

общий объем: ##### м3

**Верхняя подвеска НКТ1**

объем НКТ: ##### л/м

длина: 0 м

внутр. объем: ##### м3

Водоизмещение: 0,00 л/м

**Затрубное прост. ЭК - НКТ1**

Объем 1 п.м. затруб ЭК-НКТ1: ##### л/м

длина: 0 м

общий объем: ##### м3

**Нижняя подвеска НКТ2**

объем НКТ: 0,00 л/м

длина: 0 м

внутр. объем: 0,00 м3

**Затрубное прост. ЭК - НКТ2**

Объем 1 п.м. затруб ЭК-НКТ2: ##### л/м

длина: 0 м

общий объем: ##### м3

**ЭЦН (воронка)**

0 м

**Низ "ГНО" - "Голова" хвостовика**

Объем 1 п.м. Хвостовик: ##### л/м

длина: 0 м

общий объем: ##### м3

**"Голова" хвостовика / Открытый ствол**

0 м

**Хвостовик/Открытый ствол**

Объем 1 п.м. Хвостовик: ##### л/м

длина: 0 м

общий объем: ##### м3

**Башмак Экс. колонны**

0 м

**Интервал перфорации (ПИ)**

от: ##### до: #####

**Искусственный забой**

0 м

0,0 атм

##### м3

**Искусственный забой**

0 м

##### м3

Искусственный забой	Нн		м
Текущий забой	Нт		м
Расстояние до пласта по вертикали	ВНК		м
Пластовое давление	Рпл		кгс/см2
Экс. колонна	ЭКн		мм
	δ	#ССЫЛКА!	мм
	ЭКв	#ССЫЛКА!	мм
	Нсп		мм
Экс. Хвостовик / Открытый ствол	ЭХвн	#ССЫЛКА!	мм
	δ	#ССЫЛКА!	мм
	ЭХвв	#ССЫЛКА!	мм
	Нсп, верх		м
	Нсп, низ		м
Верхняя подвеска НКТ	днвр	#ССЫЛКА!	мм
	δ	#ССЫЛКА!	мм
	двн	#ССЫЛКА!	мм
	НКТ1		м
Нижняя подвеска НКТ	дн		мм
	δ		мм
	дв	0	мм
	НКТ2		м
Глубина спуска общая	Нсп		м

Расчет объемов		
Объем ЭК	Vэк	#ССЫЛКА! м3
Всего объем НКТ	Vнкт	#ССЫЛКА! м3
Объем затрубья в интерв. поверх.-насос	Vзатр	#ССЫЛКА! м3
Объем затрубья в интерв. Насос-голова хвост.	Vзатр	#ССЫЛКА! м3
Объем хвостовика	Vхв	#ССЫЛКА! м3
Расчетный объем глушения	Vгп (св.)	#ССЫЛКА! м3

Объем глушения с учетом запаса	0,1*Vгп	#ССЫЛКА! м3
Запас жидкости глушения	ЭЖ	#ССЫЛКА! м3
Объем долива скважины (постоянно)	ЭЖ	10 м3
Общий объем жидкости глушения с учетом долива		#ССЫЛКА! м3

Расчет удельного веса жидкости глушения		
Теорет. вес жидк. глушения	TSG	#ДЕЛВО! г/см3
Запас по давлению при глушении	Запас	#ЗНАЧ! атм
Безопас. вес жидк. глуш.	SG	#ЗНАЧ! г/см3
Безопасный статический уровень	H	#ЗНАЧ! м
Количество циклов	КЦ	1

Планируемый объем работ при глушении:

Рпл, кг/см (1+Запас)* 1атм, Па/	(г,м/сек2* H,м)/	Р, кг/м3=	Р, г/см3
0,0 #ЗНАЧ!	98066,5	0	1000 #ЗНАЧ!

1. Ознакомить бригаду с планом работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА), возможными осложнениями и авариями в процессе работ.

2. Обеспечить контроль воздушной среды на загазованность.

3. Завести на скважину жидкость глушения плотностью #ЗНАЧ! г/см3, в объеме ##### м3

4. Объемы закачки жидкости глушения:

При закачке обеспечить максимальным расход насосного агрегата (не менее 4,5 литр/сек), не превышать давление опрессовки экс. колонны. Для обеспечения непрерывности процесса глушения, БРИС обеспечить наличие резервного ЦА на скважине во время закачки. В случае отрицательного результата, произвести повторное глушение скважины по согласованию с ЦДНГ, ОТКРС. При наличии Ризб произвести перерасчет удельного веса жидкости глушения, оформить новый лист глушения.

5. Составить акт совместно с супервайзером, об отсутствии избыточного давления на устье скважины. Оформить акт глушения скважины (ответственный мастер КРС).

6. При отсутствии уровня ЖГ на устье, обеспечить постоянный контроль и долив скважины ЖГ, с учётом расчётного безопасного статического уровня - метра. Обеспечить постоянное наличие на устье скважины запаса ЖГ для долива объемом не менее 10 м3

Вед.технолог ЦДНГ \_\_\_\_\_

Вед.геолог ОРМ \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_



### ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПЕРЕЧЕНЬ ФОНТАНООПАСНЫХ РАБОТ И ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ

№ П/П	ФОНТАНООПАСНЫЕ РАБОТЫ	ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ
1	2	3
Фонтаноопасные работы при эксплуатации скважин и факторы фонтаноопасности		
1	Смена элементов ФА под давлением	Внезапный выход из строя элементов ФА.
2	Замена коренных задвижек	Внезапный выход из строя элементов ФА.
3	Ввод ингибитора гидратообразования	Неправильный порядок проведения работ. Внезапный выход из строя элементов ФА.
4	Обработка призабойной зоны скважины	Неправильный порядок проведения работ. Внезапный выход из строя элементов ФА.
Фонтаноопасные работы при бурении скважин и факторы фонтаноопасности		
1	Механическое бурение.	Неполнота информации о разрезе. Недостоверность данных по величине пластового давления по всему разрезу скважины. Насыщение бурового раствора породой и пластовым флюидом. Возможность поглощения из-за давления бурового раствора при применении забойных двигателей.
2	СПО БТ, компановок.	Снижение уровня скважинной жидкости. Возможность поглощения скважинной жидкости.
3	Промывка ствола скважины.	Потери давления при движении бурового раствора по затрубному пространству. Неправильный выбор структурных и реологических параметров бурового раствора.
4	Проработка ствола скважины.	Поршневание.
5	Спуск, подъём и цементирование обсадных колонн.	Снижение уровня бурового раствора. Возможность поглощения.
6	Перфорация обсадных колонн.	Гидродинамические колебания в скважине. Возможность поглощения раствора. Возможность выброса газа.

№ П/П	ФОНТАНООПАСНЫЕ РАБОТЫ	ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ
1	2	3
7	Геофизические исследования в открытом стволе скважины.	Длительность простоя скважины без промывки.
8	Установка нефтяных и других жидкостных ванн.	Поступление флюида при промывке. Гидродинамические колебания в скважине. Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины.
<b>Фонтаноопасные работы при ТКРС и факторы фонтаноопасности</b>		
1	Глушение скважин	Неправильный выбор жидкости глушения. Неправильный выбор режима проведения глушения. Недостаточный объем жидкости глушения. Недостоверность данных по величине пластового давления. Несоответствующая длительность технологического отстоя. Отсутствие контроля качества жидкости глушения и параметров проведения процесса глушения.
2	Разборка и демонтаж ФА	Разгерметизация скважины.
3	Монтаж ПВО	Проведение работ с открытым устьем.
4	Опрессовка ПВО	Возможность поглощения.
5	Срыв подвески НКТ и срыв пакера	Проведение работ с открытым устьем. Гидродинамические колебания в скважине.
6	Промыслово-геофизические исследования (ПГИ)	Длительность простоя скважины без промывки (отсутствие долива более 4-х часов)
7	СПО НКТ, БТ, подземного оборудования	Снижение уровня скважинной жидкости. Возможность поглощения.
8	Ликвидация аварий с подземным оборудованием (обуривание, установка жидкостных ванн)	Поступление флюида при промывке. Гидродинамические колебания в скважине. Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины (кислота и др.).

№ П/П	ФОНТАНООПАСНЫЕ РАБОТЫ	ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ
1	2	3
9	Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине	Гидродинамические колебания в скважине. Возможность поглощения раствора. Возможность выброса газа.
10	Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в скважине	Возможность поглощения.
11	Промывка (растепление) пробок: парафиновых, гидратных и других отложений.	Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины.
12	Обработка призабойной зоны (ОПЗ)	Снижение уровня из-за увеличения плотности жидкости обработки скважины (кислота и др.).
13	Установка и разбуривание цементных мостов	Возможность поглощения. Возможность выброса скопления газа из-под разбуриваемого моста.
14	Вызов притока (свабирование, компрессирование и другое) и отработка скважины	Технология проведения работ.
15	Демонтаж ПВО	Проведение работ с открытым устьем.
16	Опрессовка ПВО	Возможность поглощения.
17	Сборка и монтаж фонтанной арматуры (ФА)	Проведение работ с открытым устьем.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ФОРМА ЛИСТА ДОЛИВА

Тип инструмент	Лист долива							
	Подрядчик:							
	Куст №:		Скважина №:		Дата:			
	Операция	Подъем/Спуск						
	Глубина скважины:							
	Система автоматического долива скважины в исправном состоянии						ДА	НЕТ
	Перед СПО доливная емкость заполнена промывочной жидкостью, м3						ДА	НЕТ
	Удельный вес раствора, г/см2							
	Объем скважины без инструмента и КНБК, м3							
	Длина одной трубы/свечи, м							
№ Трубы/Свечи / Элемент КНБК	Расчетный объем металла, м3		Фактический объем, м3		Объем в доливной емкости (м3)	Отклонение, м3		
	Поднятого	Спущенного	Долив	Вытеснен.		Долив	Вытеснен.	

Ответственный за организацию долива мастер

Ответственный за осуществления долива и ведение листа долива бурильщик

Ответственный за ведение листа долива начальник партии ГТИ (для бурения и ЗБС)

\_\_\_\_\_

подпись

\_\_\_\_\_

подпись

\_\_\_\_\_

подпись

### ВНИМАНИЕ!!!

**Контроль долива осуществляется каждые 100 м поднятого/спущенного инструмента. В случае выявления разницы план/факт в объеме (для бурения 0.5 м3 / для ТКРС 0,2 м3) Правила безопасности требуют провести герметизацию устья скважины.**



ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ООО «СЛАВНЕФТЬ – КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ» «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ»  
№ ПЗ-05 И-0001 ЮЛ-428 ВЕРСИЯ 2.00

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ФОРМА ЖУРНАЛА ПРОВЕДЕНИЯ УЧЕБНЫХ ТРЕВОГ

Журнал проведения учебных тревог

ДАТА	СОСТАВ ВАХТЫ (ФАМИЛИЯ И.О.)	ДОЛЖНОСТЬ	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС НА ОБЪЕКТЕ К МОМЕНТУ УЧЕБНОЙ ТРЕВОГИ	ТЕМА ВВОДНОЙ УЧЕБНОЙ ТРЕВОГИ	РЕЗУЛЬТАТ АНАЛИЗА УЧЕБНОЙ ТРЕВОГИ, ОБЩАЯ ОЦЕНКА (5 БАЛЬНАЯ)	ВРЕМЯ, ЗАТРАЧЕННОЕ НА ГЕРМЕТИЗАЦИЮ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ (МИН.)	ПОДПИСЬ ПРОВОДИВШЕГО ТРЕВОГУ	ПОДПИСИ ЧЛЕНОВ ВАХТЫ (СМЕНЫ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9