



**УТВЕРЖДЕНА**

**Приказом ООО «РН-Ванкор»   
от «01» декабря 2022 г. № РНВ-416/лнд**

**Введена в действие с «01» декабря 2022 г.**

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

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ, ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ БУРЕНИИ, ОСВОЕНИИ, ИСПЫТАНИИ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ, РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕМОНТЕ, ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВООРУЖЕНИИ, ЭКСПЛУАТАЦИИ, КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН**

**№ П3-05 И-87865 ЮЛ-583**

**ВЕРСИЯ 3 ИЗМ.1**

**г. КРАСНОЯРСК**

**2022**

СОДЕРЖАНИЕ

[1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3](#_Toc114058639)

[НАЗНАЧЕНИЕ 3](#_Toc114058640)

[Область действия 3](#_Toc114058641)

[Период ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ 4](#_Toc114058642)

[2. ГЛОССАРИЙ 5](#_Toc114058643)

[2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc114058644)

[2.2. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА 5](#_Toc114058645)

[2.3. СОКРАЩЕНИЯ 10](#_Toc114058646)

[3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА 12](#_Toc114058647)

[4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 13](#_Toc114058648)

[5. ПРИЧИНЫ И пРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ 14](#_Toc114058649)

[6. КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ 17](#_Toc114058650)

[7. мероприятия по предотвращению и раннему обнаружению ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ 18](#_Toc114058651)

[8. ПРИЧИНЫ ПЕРЕХОДА ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ В ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН 20](#_Toc114058652)

[9. СТАДИИ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ 21](#_Toc114058653)

[10. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ 22](#_Toc114058654)

[11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ 42](#_Toc114058655)

[11.1. ПРИ БУРЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 42](#_Toc114058656)

[11.2. ПРИ ВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ И РЕМОНТУ СКВАЖИН 48](#_Toc114058657)

[11.3. ПРИ ВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ И ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ 52](#_Toc114058658)

[11.4. ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 53](#_Toc114058659)

[11.5. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ 55](#_Toc114058660)

[12. Требования к персоналу 59](#_Toc114058661)

[13. Подготовка скважин к проведению работ 60](#_Toc114058662)

[14. Буровые растворы и рабочие жидкости 66](#_Toc114058663)

[15. контроль за возможным возникновением газонефтеводопроявлений 68](#_Toc114058664)

[16. ССЫЛКИ 70](#_Toc114058665)

[ПРИЛОЖЕНИЯ 72](#_Toc114058666)

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Инструкция устанавливает единые требования к обеспечению предупреждения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов для структурных подразделений   
ООО «РН-Ванкор» и подрядных организаций по бурению, проектированию, реконструкции, ремонту, освоению, испытанию, проведению исследований, эксплуатации, ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации скважин всех назначений: нефтяных, газовых, нагнетательных, поглощающих, контрольных, пьезометрических, разведочных, поисковых, наблюдательных, опорных, водозаборных, структурных.

Настоящая Инструкция разработана с учетом требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 и Положения Компании № П3-05 С-0257 «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин».

## Область действия

Настоящая Инструкция обязательна для исполнения работниками структурных подразделений ООО «РН-Ванкор»:

* управления добычи нефти и газа;
* [управление супервайзинга бурения](http://vpu-www.rosneft.ru/search_employee/department/19769);
* управления по организации буровых работы;
* управление повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий;
* управления геологического сопровождения бурения скважин;
* [управление разработки месторождений](http://vpu-www.rosneft.ru/search_employee/department/19763);
* [управление промышленной безопасности и охраны труда](http://vpu-www.rosneft.ru/search_employee/department/19755);
* управление по работе с аварийно-спасательными формированиями;
* иных структурных подразделений ООО «РН-Ванкор», задействованных в процессах проектирования, бурения, освоения после бурения, испытания, геофизических исследований и работ в скважинах, реконструкции, ремонта, технического перевооружения, эксплуатации, консервации и ликвидации, в том числе при подготовительно-заключительных работах при гидроразрыве пласта скважин всех назначений: нефтяных, газовых, нагнетательных, поглощающих, контрольных, пьезометрических, разведочных, поисковых, наблюдательных, опорных, водозаборных, структурных.

Структурные подразделения ООО «РН-Ванкор» при оформлении договоров с подрядными организациями, осуществляющими работы на скважинах, обязаны включить в договоры условия, требуемые для соблюдения подрядной организацией требований, установленных настоящей Инструкцией.

Требования настоящей Инструкции применяются работниками ООО «РН-Ванкор» также для регулирования аналогичных процессов в АО «Ванкорнефть», АО «Сузун», ООО «Тагульское», ООО «Восток Ойл», АО «Таймырнефтегаз», ООО «НГХ-Недра», если в данных обществах локальные нормативные документы, регламентирующие указанные процессы, не приняты.

## Период ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящая Инструкцияявляется локальным нормативным документом постоянного действия.

1. ГЛОССАРИЙ
   1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящей Инструкции используются термины Корпоративного глоссария: *Локальный нормативный документ (ЛНД).*

* 1. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 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 проектной документацией. |
| АВАРИЯ | - | разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ. [Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»]. |
| 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. |
| БРИГАДА | - | бригада бурения, реконструкции, ремонта, освоения, испытания, проведения исследований, ликвидации и эксплуатации скважин, состав работников которой выполняют работы на скважине, согласно утвержденному и согласованному плану работ. |
| БЕЗОПАСНЫЙ СТАТИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ В СКВАЖИНЕ | ‑ | уровень столба технологической жидкости в скважине, установившийся на некотором расстоянии от устья скважины по результатам проведенной технологической операции (глушении), при котором обеспечено условие создания жидкостью противодавления на пласт, и исключено поступление пластового флюида в ствол скважины при проведении работ за счет реализации мероприятий по контролю уровня в скважине. |
| БУРОВОЙ ПОДРЯДЧИК | ‑ | подрядная организация, выполняющая работы по строительству скважин. |
| ВАХТА (БУРОВАЯ, РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕМОНТА, ОСВОЕНИЯ, ИСПЫТАНИЯ, ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ, КОНСЕРВАЦИИ, ЛИКВИДАЦИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН) | ‑ | сменное звено персонала, осуществляющее работы при бурении, реконструкции, текущем и капитальном ремонтах, освоении, испытании, проведении исследований, консервации, ликвидации и эксплуатации скважин. |
| ВЫБРОС ИЗ СКВАЖИНЫ (ВЫБРОС) | ‑ | кратковременное, интенсивное вытеснение из скважины порции бурового раствора или жидкости глушения энергией расширяющегося газа. |
| ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЕ НА СКВАЖИНЕ (ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЕ) | ‑ | поступление пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, освоении, ремонте и эксплуатации. |
| ГАЗОВЫЙ ФАКТОР | ‑ | отношение полученного по скважине количества газа (в м³), приведенного к стандартным условиям по давлению и температуре, к количеству добытой за это время нефти (в т или м³) при стандартных условиях по давлению и температуре. |
| ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ | ‑ | 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. |
| ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ | ‑ | подрядная организация, производящая работы по геофизическим исследованиям в скважинах. |
| ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА (ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА) | ‑ | процесс создания трещин в горных породах скважин за счёт давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости гидроразрыва 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 их 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. |
| ИНЦИДЕНТ | - | отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса. |
| КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ | ‑ | комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов, промышленной, экологической безопасности и безопасности пользования недрами, в том числе:   * восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации; * восстановление работоспособности скважины, утраченной в результате аварии или инцидента; * спуск и подъем оборудования для раздельной эксплуатации пластов и закачки различных агентов в пласты; * воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами (гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, гидромеханическая щелевая перфорация, солянокислотная обработка пласта и другие технологические операции); * зарезка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны и с полной заменой обсадной колонны без изменения ее диаметра, толщины стенки, механических свойств); * изоляция одних и приобщение других горизонтов; * перевод скважин по другому назначению; * исследование скважин. |
| 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. |
| ОТДЕЛ СУПЕРВАЙЗИНГА РЕМОНТА СКВАЖИН И СКВАЖИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ | - | структурное подразделение ООО «РН-Ванкор», ответственное за управление и контроль проведения подрядчиками производственных процессов текущего и капитального ремонта, освоения, исследований, консервации, ликвидации скважин. |
| 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 СКВАЖИНЫ (ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН) | ‑ | неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, разрушения или негерметичности запорного оборудования или вследствие грифонообразования. |
| ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | ‑ | газ, нефть, газоконденсат, минерализованная пластовая вода, а также их смеси, содержащиеся в трещинах, порах и пустотах горных пород: совокупность подвижных фаз пласта. |
| ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК) | ‑ | физическое или юридическое лицо, которое выполняет определенную работу по договору подряда, заключенному с ООО «РН-Ванкор» в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации. |
| ПОЛЬЗОВАТЕЛЬ НЕДР | ‑ | юридическое лицо или индивидуальный предприниматель (гражданин Российской Федерации), осуществляющее пользование недрами с привлечением других лиц по договорам подряда, трудовым договорам, соглашениям о сервисных рисках при осуществлении деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья и в предусмотренных федеральными законами случаях по иным соглашениям. |
| 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. |
| ПРОТИВОФОНТАННАЯ СЛУЖБА | ‑ | силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ведении Минэнерго России, в ведении субъектов Российской Федерации, ведомственные военизированные части ООО «Газпром газобезопасность», другие профессиональные аварийно-спасательные формирования по профилактике, предупреждению и/или ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. |
| ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ | ‑ | совокупность составных узлов оборудования противовыбросового, предназначенных для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта при возникновении газонефтеводопроявлений проведении работ по их ликвидации, охраны недр и окружающей среды. |
| 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). |
| СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ |  | структурное подразделение ООО «РН-Ванкор» с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своей компетенции, определенной Положением о структурном подразделении. |
| СУПЕРВАЙЗЕР (БУРОВОЙ СУПЕРВАЙЗЕР, СТАРШИЙ БУРОВОЙ СУПЕРВАЙЗЕР, ВЕДУЩИЙ ИНЖЕНЕР) | - | представитель ООО «РН-Ванкор» на объектах строительства, реконструкции, текущего и капитального ремонта, освоения, испытания, проведении исследований, консервации, ликвидации и эксплуатации скважин, осуществляющий технологический контроль и управление процессов производств работ в соответствии с регламентирующими документами и интересами ООО «РН-Ванкор». |
| ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ | - | комплекс работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины. К текущему ремонту относятся такие виды работ, как:   * оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию; * перевод скважин на другой способ эксплуатации; * оптимизация режима эксплуатации скважин; * ремонт скважин, оборудованных погружными насосами; * ремонт фонтанных скважин (ревизия, смена НКТ, устьевого оборудования); * ремонт газлифтных скважин; * ревизия и смена оборудования артезианских, поглощающих и стендовых скважин; * очистка, промывка забоя и ствола скважины; * опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования. |
| УПРАВЛЕНИЕ СУПЕРВАЙЗИНГА БУРЕНИЯ | ‑ | структурное подразделение Общества, ответственное за управление и контроль проведения подрядчиками производственных процессов бурения, испытания и реконструкции скважин. |
| 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. |

* 1. СОКРАЩЕНИЯ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| АФ | – | арматура фонтанная. |
| БГ | – | блок глушения. |
| БД | – | блок дросселирования. |
| БПО | – | база производственного обслуживания. |
| ГИРС | – | геофизические исследования и работы в скважинах. |
| ГНВП | – | газонефтеводопроявление. |
| ГНКТ | – | гибкие насосно-компрессорные трубы. |
| ГНО | – | глубинное насосное оборудование. |
| ГРП | – | гидравлический разрыв пласта. |
| ГТИ | – | геолого-технологические исследования. |
| ЗБС | – | зарезка боковых стволов. |
| КНБК | – | компоновка низа бурильной колонны. |
| КНК | – | компоновка низа колонны. |
| НКТ | – | насосно-компрессорные трубы. |
| ОБЩЕСТВО | – | ООО «РН-Ванкор». |
| ОЗЦ | – | ожидание затвердевания цементного раствора. |
| ОФ | – | открытый фонтан. |
| ПВО | – | противовыбросовое оборудование. |
| ПВР | – | прострелочно-взрывные работы. |
| ПГА | – | пневмогидроаккумулятор. |
| ПЛА | – | план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. |
| ППД | – | скважина поддержания пластового давления. |
| ППГ | – | превентор плашечный гидравлический. |
| ПФС | – | противофонтанная служба. |
| ПФВЧ | – | противофонтанная военизированная часть. |
| РММ | – | ремонтно-механическая мастерская. |
| СИЗ | – | средства индивидуальной защиты. |
| СПО | – | спуско-подъёмные операции. |
| ТКРС | – | текущий капитальный ремонт скважин. |
| УТЗ | – | учебно-тренировочное занятие. |
| УЭЦН | – | установка электроцентробежного насоса. |
| ЦДНГ | – | цех добычи нефти и газа. |
| УДНГ | – | управление добычи нефти и газа. |
| УШГН | – | установка штангового глубинного насоса. |
| УЭВН | – | установка электрического винтового насоса. |
| УЭДН | – | установка электрического диафрагменного насоса. |
| ЭВН | – | электровинтовой насос. |
| ЭЦН | – | электрический центробежный насос. |

1. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА

В выполнении процедур, указанных в настоящей Инструкции, участвуют:

* первый заместитель генерального директора – главный инженер ООО «РН-Ванкор»,
* главный инженер УДНГ ООО «РН-Ванкор»;
* управление добычи нефти и газа;
* [управление супервайзинга бурения](http://vpu-www.rosneft.ru/search_employee/department/19769);
* управление по организации буровых работы;
* управление повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий;
* управление геологического сопровождения бурения скважин;
* [управление разработки месторождений](http://vpu-www.rosneft.ru/search_employee/department/19763);
* [управление промышленной безопасности и охраны труда](http://vpu-www.rosneft.ru/search_employee/department/19755);
* управление по работе с аварийно-спасательными формированиями;
* отдел супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий;
* Подрядная организация (подрядчик),
* Геофизическая организация,
* Буровой подрядчик;
* Противофонтанная служба;
* Проектная организация;
* Буровой супервайзер.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Открытые нефтяные и газовые фонтаны являются наиболее сложными авариями в нефтяной промышленности. Нередко они приобретают характер стихийных бедствий, требуют больших затрат материальных ресурсов, существенно осложняют деятельность буровых и нефтегазодобывающих организаций, а также прилегающих к району аварии объектов промышленности и населенных пунктов, наносят невосполнимый ущерб окружающей среде.

Интенсивность ГНВП зависит от:

* вида и свойств поступившего в ствол скважины флюида;
* величины депрессии на пласт;
* коллекторских свойств пласта (пористость, проницаемость);
* мощности вскрытой части пласта.

Возможные последствия ОФ:

* потеря скважины;
* потеря оборудования;
* непроизводительные материальные и трудовые затраты;
* загрязнение окружающей среды;
* внутрискважинные перетоки, в результате которых происходит загрязнение недр и истощение месторождения;
* человеческие жертвы.

Ни одна авария в бурении, подземном и капитальном ремонте не даёт такого количества последствий как открытые нефтяные и газовые фонтаны. Отсюда следует как важно работникам, ведущим и планирующим работы на скважинах верно представлять:

* как вести работу, чтобы не возникло ГНВП;
* как своевременно обнаружить начало ГНВП;
* как правильно загерметизировать устье скважины;
* как грамотно ликвидировать возникшее ГНВП.

Поскольку ликвидация аварий сопряжена с возможным возгоранием и травмированием работающих на устье скважины, каждый открытый фонтан следует рассматривать как потенциальную возможность группового несчастного случая.

Открытый фонтан легче предупредить, чем ликвидировать.

# ПРИЧИНЫ И пРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

1. Одним из основных условий возникновения ГНВП является поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластовым давлением забойного.
2. Технологические причины, зависящие от исполнителей работ:

* снижение забойного давления ниже пластового при работах с промывкой;
* снижения плотности промывочной жидкости;
* гидроразрыв пласта и снижения уровня за счёт роста гидравлических сопротивлений в скважине.
* поглощение бурового раствора

При подъёме труб:

* за счёт несвоевременного долива скважины;
* за счёт повышенного поршневания при высокой вязкости или завышенной скорости подъёма, или подъёма с сифоном, или затяжками.

При спуске труб:

* при гидроразрыве пласта и падения уровня в скважине;
* при скорости спуска свыше 1 м/с и резком торможении;
* при спуске труб без заполнения их промывочной жидкостью.

При остановках без промывки:

* разгазирование раствора в призабойной части;
* при установке жидкостных ванн с более низкой плотностью при ликвидации прихватов, без выполнения соответствующих расчетов.

Повышенная опасность объясняется следующими свойствами газа:

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

Так же причинами возникновения ГНВП являются:

* нарушение целостности обсадных или бурильных колонн при их спуске в скважину без заполнения их промывочной жидкостью;
* некачественное крепление обсадных 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.

Выводы: при работе на скважине 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.

1. Признаки ГНВП. Для своевременного (раннего) обнаружения начала ГНВП необходимо знать признаки. Признаки могут быть "прямые и косвенные". Прямые признаки появляются только в результате возникновения ГНВП. Косвенные признаки могут появиться и по другим причинам.
2. При бурении (разбуривании) и других работах, проводимых с промывкой выделены следующие прямые признаки:

* увеличение объема промывочной жидкости/бурового раствора в приемной или активной емкости при циркуляции промывочной жидкости;
* увеличение потока выходящей из скважины промывочной жидкости при неизменной подаче буровых насосов;
* перелив технологической жидкости/бурового раствора через устье скважины при остановленных буровых насосах;
* повышение газосодержания в промывочной жидкости свыше 5 % от фонового значения.

При появлении прямых признаков работа останавливается и устье герметизируется.

Косвенные признаки:

* уменьшение давления на насосе;
* изменение параметров промывочной жидкости;
* увеличение механической скорости проходки при неизменном режиме (при бурении);
* увеличение крутящего момента на роторе при неизменном режиме (при бурении);
* появление серповидного (игольчатого) шлама на виброситах;
* увеличение веса на крюке буровой установки;
* увеличение температуры, выходящей из скважины промывочной жидкости.

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

1. При подъёме труб из скважины прямой признак ГНВП – 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 появится 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. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2 м3 (при строительстве скважины 0,5 м3) подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.

1. При спуске труб в скважину прямой признак – увеличение объёма вытесняемой из скважины жидкости по сравнению с расчётным объёмом. При появлении этого признака и отсутствии перелива на устье спуск продолжается, и поступают, как описано в п.5.5.
2. При остановках без промывки прямой признак – наличие перелива на устье скважины или появление давления под плашками превентора, если устье загерметизировано.

При появлении перелива устье скважины должно быть загерметизировано. При росте давления на устье до допустимой величины [Pизк] (80 % от давления опрессовки обсадной колонны) необходимо стравливать давление через линию дросселирования плавно приоткрывая дроссель. Стравливание производят с интенсивностью 3-4 кгс/см2 в минуту, посредством манипуляции дросселем с закачкой на забой порций промывочной жидкости.

В случае появления признаков газонефтеводопроявления бригада должна действовать в соответствии с: Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-3154 ЮЛ-583 «Фонд скважин Лодочного месторождения», Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-2517 ЮЛ-583 «Фонд скважин Тагульского месторождения», Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-2541 ЮЛ-583 «Фонд скважин Сузунского месторождения», Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-2451 ЮЛ-583 «Фонд скважин», ПЛА бурового подрядчика.

Необходимо помнить, что любое ГНВП может привести к открытому фонтанированию скважины.

# КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

С точки зрения опасности возникновения ГНВП, его интенсивности и сложности 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 м3/т;
* 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 м3/т, но равен или более 100 м3/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 м3/т;
* нефтяные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых в зоне закачки равно или ниже гидростатического;
* прочие скважины (водозаборные, артезианские, и т.д.).

# мероприятия по предотвращению и раннему обнаружению ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

1. До СПО:

* согласно программе инструктажей, разработанной подрядной организацией провести внеочередной инструктаж вахты перед каждым подъемом/спуском инструмента или колонны труб из скважины по обеспечению постоянного долива/контроля вытеснения из скважины и поддержания достаточного давления на пласт во избежание ГНВП, с отметкой под роспись в вахтовом журнале в присутствии супервайзера. При невозможности проведения инструктажа при супервайзере, подрядчик информирует супервайзера отдела супервайзинга бурения, супервайзера отдела супервайзинга реконструкции скважин, ведущего инженера отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий при ТКРС с помощью средств связи.
* выровнять параметры промывочной жидкости согласно плану работ;
* при возможности провести циркуляцию скважинной жидкости не менее одного цикла до получения выхода чистого раствора из затрубного пространства;
* в процессе бурения и ЗБС проводить постоянный контроль содержания газа в растворе;
* убедиться в исправности оборудования для долива (вытеснения) раствора на соответствие техническим критериям ([Приложение 1](#Приложение1), [Приложение 2](#Приложение2));
* убедиться, что скважина заполнена промывочной жидкостью и уровень остается стабильным (наблюдение не менее 10 мин), при ТКРС определить уровень жидкости в скважине.
* при комбинированной колонне труб иметь на приемных мостках в оперативной готовности к работе специальную опрессованную стальную трубу, соответствующую требованиям, изложенным в пункте 10.48.

1. Во время СПО:

* производить постоянный долив скважины/контроль вытеснения скважинной жидкости;
* через 10 труб производить контроль доливаемой (вытесняемой) жидкости и сравнить его с расчетным;
* подъем (спуск) труб не должен производиться на скоростях, превышающих установленные проектной документацией, программой, планом работ;
* подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается, при невозможности устранить сифон (зашламованность турбобура, долота, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемых объемов металла труб, жидкости и доливаемого в скважину раствора;
* при подъёме с затяжками необходимо восстановить циркуляцию с плавным выходом на программную производительность насосов (расхаживается колонна до свободного хождения инструмента).

При подъеме инструмента на скважинах, имеющих в своем разрезе газовые пласты или пласты, продукция которых имеет газовый фактор > 200 мЗ/т, а также при вскрытом продуктивном пласте обеспечить проведение тестов на перелив (приток). Порядок проведения тестов должен быть внесен в программы работ при бурении и ЗБС и включать:

* периодичность, продолжительность данных остановок, с учетом мер по исключения опасности прихватов, а также промежуточных промывок при подъеме;
* порядок практических действий персонала в случае выявления по результатам теста перелива из скважины или вымыва пачки газированного раствора.

1. При бурении или промывке:

* контролировать уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
* контролировать давление на насосах и их производительность;
* контролировать расходы на входе и выходе из скважины;
* контролировать параметры промывочной жидкости (в соответствии с проектной документацией, программой на производство работ, программой промывки, планом работ);
* контролировать газосодержание в промывочной жидкости;
* 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 более чем на +/- 0,03 г.

# ПРИЧИНЫ ПЕРЕХОДА ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ В ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН

1. Недостаточная обученность персонала бригад и специалистов Общества и подрядчика приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений.
2. Несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям бурения, ТКРС и требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.
3. Некачественное цементирование обсадных колонн.
4. Отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины.
5. Неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования.
6. Отсутствие устройств для перекрытия канала бурильной или обсадной колонны.
7. Недостаточная дегазация раствора при газонефтеводопроявлении.
8. Несвоевременная герметизация устья скважины.
9. Нарушение правил герметизации устья скважины.
10. Нарушение уплотнений превенторов при расхаживании труб и закрытом ПВО.
11. Несвоевременность обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений.
12. Низкая производственная дисциплина.
13. Несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб.
14. Неправильные и беспорядочные действия вахты по герметизации устья скважины при возникновении ГНВП.

# СТАДИИ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ

1. Проектная документация на строительство скважины, инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, планы работ, планы ликвидации аварий и другие нормативно-технические документы, связанные с возможностью газонефтеводопроявлений, должны включать четкие, надежные решения по их предупреждению.
2. Контроль за скважиной должен включать три стадии (линии) защиты:

* первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;
* вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;
* третья линия защиты (защита от открытого фонтана) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты, производственная дисциплина.

Работы по ликвидации открытого фонтана проводятся только противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

# ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

* 1. К работам по скважине допускается специализированная бригада сервисной организации, отвечающая требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.
  2. Ежеквартальнос работниками подрядных организаций должен проводиться инструктаж по предупреждению возникновения ГНВП и ОФ, в объеме согласно программе, утвержденной в установленном подрядной организацией порядке с оформлением в журнале инструктажей.
  3. Ежемесячно управлением супервайзинга бурения, управлением добычи нефти и газа, отделом супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий, управлением повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий Общества, должны проводиться проверки состояния противофонтанной безопасности на скважинах, по графикам проверки.

При проведении проверок особое внимание должно уделяться:

* вопросам технического состояния, работоспособности, комплектации противовыбросового оборудования;
* доливу скважины;
* готовности членов бригад к действиям при газонефтеводопроявлениях и открытых фонтанах;
* наличию схем установки и обвязки противовыбросового оборудования, при геофизических работах - наличие типовой схемы с лубрикатором, согласованных с ПФС;
* проведению работ в строгом соответствии с планами работ, в которых в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 должны быть отражены вопросы противофонтанной безопасности;
* проводить проверку эксплуатационных скважин по завершению заключительных работ ТКРС (монтажа фонтанной арматуры).

Исключать случаи допуска к работе персонала бригад по бурению, освоению, реконструкции, испытанию, эксплуатации и ремонту скважин, геофизических работах без проведения обучения по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» согласно разделу XI, п. 201 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.

При проведении проверок в бригадах бурения, освоения, испытания и капитального ремонта скважин, управлением супервайзинга бурения, управлением добычи нефти и газа, отделом супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий, управлением повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий Общества, проводить учебно-тренировочные занятия по тревоге «Выброс». Акты по результатам проверок состояния противофонтанной безопасности на скважинах предоставлять в управление по работе с аварийно-спасательными формированиями Общества.

* 1. В целях организации контроля за состоянием фонтанной безопасности, недопущения, предупреждения возникновения газонефтеводопроявлений и открытых нефтяных и газовых фонтанов Управлением по работе с аварийно-спасательными формированиями Общества должны осуществляться следующие мероприятия:
* проводиться анализ состояния фонтанной безопасности и выполнения мероприятий по обеспечению фонтанной безопасности, ежеквартально до 10 числа месяца, следующего за отчетным;
* проводиться анализ газонефтеводопроявлений без потери управления скважиной при текущем и капитальном ремонте скважин и передавать информацию об их причинах на объектах Общества в Департамент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче ПАО «НК «Роснефть», ежемесячно до 05 числа месяца, следующего за отчетным (в случае отсутствия газонефтеводопроявлений в Обществе без потери управления скважин в отчетном периоде письмо не направляется;
* в целях усиления требований по фонтанной и пожарной безопасности, недопущению, предупреждения возникновения газонефтеводопроявлений и открытых нефтяных и газовых фонтанов в Обществе осуществлять контроль, организовать выполнение «Дополнительных мероприятий по обеспечению требований фонтанной и пожарной безопасности при бурении скважин и боковых стволов в Обществах Группы Компании», утвержденных Вице-президентом по нефтегазовому сервису. Ежеквартально направлять отчётную информацию до 10 числа месяца, следующего за отчетным;
* предоставлять отчетность в Департамент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче ПАО «НК «Роснефть» в области фонтанной безопасности ежеквартально до 15 числа месяца, следующего за отчетным;
* предоставлять информацию в Департамент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче ПАО «НК «Роснефть» по соблюдению требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на объектах Общества ежегодно до 21 января.
  1. Чтобы своевременно предупредить аварию и принять наиболее эффективное решение для ее ликвидации, специалисты подрядной организации 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. Учебно–тренировочное занятие тревога «Выброс!» состоит из теоретического опроса, практической отработки действий по герметизации устья с последующим разбором действий каждого работника смены (вахты). Теоретический опрос без практической отработки действий по герметизации устья не учитывается и не фиксируется в Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс». 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 «Выброс» подрядной организацией разрабатывается план-график на год с учетом всех возможных аварийных ситуаций ([Приложение 3](#Приложение3)) при ГНВП и ОФ, утвержденный первым заместителем генерального директора по производству - главным инженером ООО «РН-Ванкор» при работах на ОПО Общества, при строительстве скважин – главным инженером бурового подрядчика.

Проведение учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» является основной формой практического обучения рабочих бригад первоочередным действиям при ГНВП. Периодичность проведения учебных тревог по сигналу «Выброс» с каждой сменой (вахтой) бригады (дневной/ночной) не реже двух раз в месяц, при бурении и испытании разведочных скважин – не реже одного раза в неделю. Результаты проведения и оценка действий каждой смены (вахты) бригады (дневной/ночной) должны отражаться в Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» ([Приложение 4](#Приложение4)). Ответственным за их проведение является мастер бригады. При проведении учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» герметизация устья должна занимать не более 5 минут. Проведение УТЗ, разбор и оценка действий вахты контролируется супервайзером Общества и(или) специалистами ПФС/ПФВЧ.

Проведение практических УТЗ по команде «Выброс» требуется проводить при всех возможных видах технологических операций (не ограничиваясь СПО), при которых возможно ГНВП, а также по сигналу «Открытый фонтан».

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 подрядной организации.

* 1. Руководители и специалисты подрядной организации при посещении объектов бурения, реконструкции, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин обязаны проводить контрольные учебные тревоги по сигналу«Выброс» с последующим разбором и оценкой действий вахты. Результаты проведения и оценка действий вахты должны отражаться в Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий по сигналу«Выброс» ([Приложение 4](#Приложение4)).
  2. Пуск в работу смонтированной установки и оборудования производится комиссией, состав и порядок работы которой установлен приложением 17 Технологической инструкции 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 (приложение 18 Технологической инструкции Компании № П2-05.01 ТИ-0001 «Требования безопасности при ведении монтажных работ и при производстве текущего, капитального ремонта и освоения скважин после бурения»).

Проверка объекта ПФС, допуск бригады к работе проводится только после полного монтажа ПВО. На момент проверки представителя ПФС присутствие механика подрядной организации по строительству и ЗБС обязательно (исключение при ТКРС).

При текущем ремонте скважин пусковой паспорт подписывается мастером бригады, оператором и машинистом подъемной установки.

* 1. Работы по реконструкции скважины (зарезке бокового ствола) проводятся по планам, утвержденным заместителем генерального директора по бурению ООО «РН-Ванкор», согласованным техническим руководителем подрядной организации, ПФС. Отклонения от плана работ оформляются дополнительным планом работ.
  2. Работы по ремонту, освоению, техническому перевооружению, консервации и ликвидации скважин проводятся по планам, утвержденным заместителем генерального директора – главным инженером подрядной организации и согласованным с главным инженером УДНГ ООО «РН-Ванкор», начальником отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий ООО «РН-Ванкор», ПФС в соответствии с документацией на капитальный ремонт фонда скважин месторождения, площади, куста. Разработка и условия согласования плана работ по текущему, капитальному ремонту и реконструкции скважин в соответствии с Регламентом бизнес-процесса ООО «РН-Ванкор» № П2-05.01 РГБП-0001 ЮЛ-583 «Производство текущего, капитального ремонта и освоение скважин». Отклонения от плана работ оформляются дополнительным планом работ.

Для скважин I и II категории план работ (дополнительный план) должен быть согласован с ПФС. Работы на скважине без утвержденного и согласованного основного плана работ (дополнительного плана) запрещены.

* 1. В плане работ на текущий, капитальный ремонт, освоение (испытание), ЗБС, программе работ на бурение должны быть предусмотрены все виды выполняемых работ и технические средства, обеспечивающие безопасность и охрану окружающей среды с назначением ответственных лиц за выполнение каждой операций.
  2. В плане работ по текущему, капитальному ремонту и реконструкции скважин должны быть отражены данные, необходимые для выполнения работ:
* номер скважины,
* площадь;
* вид ремонта;
* сведения о категории скважины по уровню опасности возникновения ГНВП;
* сведения о конструкции и состоянии скважины с указанием наличия цементного кольца за колоннами,
* продуктивный горизонт, глубина залегания;
* глубина искусственного забоя;
* интервал перфорации, эффективная мощность;
* пластовое давление, дата замера; (давностью не более 3 месяцев);
* давление опрессовки э/колонны;
* кривизна скважины;
* тип фонтанной арматуры,
* тип колонной головки,
* схему обвязки устья скважины колонной головкой, ПВО и фонтанной арматурой;
* диаметры и глубины спуска лифтовых труб;
* оборудование низа лифтовой колонны;
* способ эксплуатации;
* перечень планируемых технологических операций;
* 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;
* возможное ожидаемое давление на устье скважины в случае открытого фонтанирования;
* планируемый дебит скважины после ремонта;
* краткие сведения по предыдущим ремонтам;
* диаметр канавки под уплотнительное кольцо верхнего фланца крестовины фонтанной арматуры;
* мероприятия по предотвращению аварий (ГНВП и т.п.), инцидентов и осложнений;
* объем запаса и плотность жидкости долива, условия его доставки с растворного узла;
* сведения о внутрискважинном оборудовании;
* плотность жидкости глушения в соответствии с требованиями Методических указаний Компании № П2-05.01 М-0027 «Приготовление и применение жидкостей глушения», формулы расчета плотности и количества жидкости глушения и непосредственно расчет плотности жидкости глушения, цикличность глушения, проведение замера статического уровня жидкости глушения перед началом работ и в процессе ремонта;
* сведения о наличии давления в межколонных пространствах;
* максимально допустимое давление на эксплуатационную колонну;
* максимально допустимое давление опрессовки эксплуатационной колонны и результат опрессовки;
* на скважинах третьей категории с аномально низкими пластовыми давлениями – безопасный статический уровень раствора в скважине.

При ведении работ, связанных с забуриванием и проводкой боковых стволов, планы работ должны дополнительно включать:

* интервал вырезки «окна» в эксплуатационной колонне;
* технические средства и режимы работ по вырезке «окна»;
* компоновки колонны труб и низа бурильной колонны;
* тип породоразрушающего инструмента и его привода;
* навигационное обеспечение траектории бокового ствола или горизонтального ответвления;
* режимы проходки бокового ствола и утилизации выбуренной породы;
* крепление пробуренного ствола (спуск фильтра, технологическая оснастка, сочленение фильтра с эксплуатационной колонной и другие технологические операции).

Кроме основного плана работ должны составляться дополнительные планы работ на крепление боковых стволов, по результатам интерпретации данных геофизического каротажа в процессе бурения или окончательного каротажа.

* 1. Работы по реконструкции скважин должны проводиться по рабочему проекту, разработанному, согласованному и утвержденному в порядке, предусмотренном Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.
  2. Проектная документация, программа производства работ на реконструкцию скважины дополнительно к требованиям, предъявляемым к рабочим проектам на строительство скважин должна содержать согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534:
* 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 зарезки нового ствола;
* технические средства для зарезки нового ствола из эксплуатационной (промежуточной) колонны;
* порядок работы с вырезающим устройством и контроля над процессом зарезки нового ствола;
* параметры пространственного положения нового ствола и способы контроля за их реализацией;
* характеристики технических средств по спуску хвостовиков ("летучек") в пробуренный ствол, подвески спущенных труб и их герметичного сочленения с существующей колонной обсадных труб.
* наличие (отсутствие) давления в межколонных пространствах;
* существующую конструкцию скважины;
* состояние обсадной колонны, ее остаточную прочность;
* состояние цементного камня за обсадной колонной;
* наличие заколонных перетоков;
* фактическое и проектное пространственное положение стволов;
* наличие цементного моста в обсадной колонне.
  1. Программа производства работ на бурение скважин разрабатывается управлением технологий и инжиниринга бурения Общества при организации работ с раздельным сервисом и технологической службой подрядной организации при Генеральном подряде на строительство скважины. Исходные данные для проектирования включают:
* геологический проект на разработку месторождения;
* геологические условия;
* задание на проектирование;
* инженерные изыскания.

Программа работ на бурение в общем виде содержит:

* введение;
* задачи;
* план исследований и отбора проб;
* программа геофизических исследований;
* геологический прогноз по разрезу скважины;
* конструкция скважины;
* график бурения;
* долотная программа;
* программа промывки;
* профиль скважины;
* возможные риски при бурении скважины;
* последовательность выполняемых работ при строительстве секций скважин, включающую: ПЗР к бурению, бурение интервалов, крепление скважины;
* расчет отходов бурения;
* типовая схема обвязки скважин;
* задачи в области промышленной безопасности и охране окружающей среды;
* мероприятия и методы по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и выбросов на скважинах.

Программа работ на бурение скважины утверждается заместителем генерального директора по бурению Общества, согласовывается с буровыми, сервисными подрядчиками.

* 1. Ремонт скважин, реконструкция на кустовой площадке 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 кустовой площадке и одновременная работа бригад по ремонту скважин. 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 кустовой площадке приостанавливаются до устранения причин возникновения нестандартной ситуации.

При бурении, реконструкции и ремонте, освоении скважин должен проводиться контроль состояния газовоздушной среды, переносными газоанализаторами ответственными лицами в установленных местах с регистрацией в журнале контроля. График замера должен предусматривать изменение (увеличение) частоты отбора проб (до постоянного) при вскрытом пласте и в случае проведения работ по ликвидации ГНВП.

Ответственный за измерение назначается приказом и должен быть обучен по программе «Контроль газовоздушной среды» в установленные сроки.

Все газоанализаторы должны иметь паспорт и проходить поверку в установленные паспортом (инструкцией по эксплуатации) сроки.

Технологические помещения буровых установок, в которых возможно возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей оборудуются стационарными автоматическими датчиками газоанализатора со световой и звуковой сигнализацией. Места установки и количество датчиков должно быть определено соответствующей проектной организацией, с учетом вида используемой при бурении промывочной жидкости.

* 1. Агрегаты для ремонта скважин, оборудования должны устанавливаться на передвижные или стационарные фундаменты, выполненные в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации или проектов обустройства кустов скважин.
  2. Порядок передвижения транспортных средств на кустовых площадках должен соответствовать установленным маршрутам и контролироваться ответственным руководителем работ на объекте. На территории скважины, кустовой площадке должны быть установлены пути эвакуации персонала и транспортных средств при возникновении аварийных ситуаций.
  3. Расположение агрегатов, оборудования, вспомогательных объектов на территории ремонтируемой скважины и ее размеры должны соответствовать типовой схеме, утвержденной первым заместителем генерального директора – главным инженером Общества, с учетом схем расположения подземных и наземных коммуникаций. Схема расположения подземных и наземных коммуникаций должна утверждаться Управлением землепользования и маркшейдерских работ и выдаваться бригаде не менее чем за трое суток до начала производства работ. Бытовые помещения должны располагаться от устья скважины на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) агрегата плюс 10 м.
  4. Перед началом работ по скважине бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, указанных в ПЛА, с настоящей Инструкцией и планом работ.
  5. ПЛА должен быть согласован с ПФС (ПФВЧ).
  6. ООО «РН-Ванкор» и буровые подрядчики при строительстве скважин на собственных ОПО должны иметь ПЛА на ОПО, разработанный и утвержденный с учетом требований Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, утвержденного постановлением Правительства РФ от 15.09.2020 № 1437 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах», Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534.
  7. ПЛА дополнительно должен предусматривать:
  + регламентированный порядок действий персонала бурового подрядчика во всех возможных ситуациях, при которых существует риск ГНВП, в т.ч. при: отсутствии в скважине инструмента, СПО бурильных труб или НКТ, сборке/разборке КНБК; бурении, промывке, фрезеровании, проработке скважины/бокового ствола (как с использованием ведущей трубы, так и с СВП), ГИС на кабеле по стволу или через спущенный инструмент, спуске обсадных колонн, обрыве части обсадной колонны и её «полете», цементировании обсадной колонны, спущенной до устья, ОЗЦ обсадной колонны, спущенной до устья;
  + регламентированный порядок действий персонала бурового подрядчика в случае срабатывания датчика газоанализатора при загазованности воздушной среды;
  + единую форму листа глушения (метод бурильщика) при возникновении ГНВП;
  + регламентированный порядок действий буровой вахты при ГНВП и ОФ, соответствующего фактически используемому буровым подрядчиком оборудованию (ведущая труба, силовой верхний привод, устьевой герметизатор при бурении с регулируемым давлением, устройство для спуска обсадных колонн и др.);
  + регламентированный порядок действий персонала на буровой после герметизации устья и процедуре глушения скважины;
  + описание процедуры и регламентированного порядка действий буровой вахты при разрядке через линию дросселирования давления в случае достижения его значений предельных величин для скважины, при загерметизированном устье и вскрытых газовых пластах или пластах, в продукции которых содержится флюид с газовым фактором свыше 200 мЗ/т;
  + регламентированный порядок действий участников процесса строительства скважины (бокового ствола) в случае аварии на соседнем ОПО (эксплуатируемые скважины, участок бурения), при условии ведения одновременных работ;
  + регламентированный порядок действий всех участников процесса строительства скважины (бокового ствола), находящихся на ОПО, при всех описанных в ПЛА аварийных ситуациях;
  + указание единого места и установленных требований к хранению всех ключей для закрытия/открытия всех аварийных шаровых кранов (в т.ч. на СВП);
  + требование по месту нахождения приспособления для рубки геофизического кабеля в период проведения ГИС;
  + описание процедуры и указания места безопасной рубки геофизического кабеля в случае ГНВП в процессе ГИС с указанием ответственных исполнителей;
  + установленного порядка ежесменного учета буровым подрядчиком всего персонала всех подрядчиков, находящихся на ОПО в процессе строительства скважины (бокового ствола), в т.ч. временных посетителей;
  + порядок взаимодействия структурных подразделений Общества и ПФС/ПФВЧ при ликвидации открытого фонтана;
  + возможные аварийные ситуации на ОПО при эксплуатации фонда скважин (например, разгерметизация колонной головки и межколонного пространства, обнаружение грифона скважины, не предусмотрено описание ситуаций при разгерметизации фланцевых соединений фонтанной арматуры выше и ниже центральной задвижки фонтанной арматуры);
  + способы ликвидации аварий в начальной стадии, первоочередные действия работников по ликвидации аварий, предупреждению увеличения их размеров и осложнений, порядок взаимодействия с ПАСФ;
  + способы оповещения об аварии, пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
  + обязанности между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварии;
  + первоочередные действия руководителей структурных подразделений Общества при получении сигнала об открытом фонтане;
  + отображение выполнения обязанности по оформлению и передачи «Сообщения об открытом фонтане».

ПЛА должен быть документально оформлен, утверждён и предоставлен всем сторонам, принимающим участие в реагировании на чрезвычайные ситуации.

При проведении на кустовой площадке наряду с бурением одновременных работ по добыче, подземному и капитальному ремонту скважин, проведению строительных и иных работ в ПЛА должны быть включены мероприятия согласно разработанному в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534, Положением по одновременному ведению работ. При возникновении ГНВП все стороны, вовлеченные в проведение работ на кустовой площадке, должны быть уведомлены в соответствии с указанным в ПЛА планом оповещения. Должны быть предусмотрены действия по безопасной остановке всех работ на кустовой площадке, не связанных непосредственно с ликвидацией ГНВП и выводу незадействованных работников и оборудования из опасной зоны.

Указанный в ПЛА порядок действий во всех возможных ситуациях возникновения ГНВП должен соответствовать фактически используемому буровому оборудованию, транспортной схеме, распределению обязанностей и ответственности в соответствии с заключенными договорами на проведение работ/ оказание услуг.

* 1. При обнаружении ГНВП устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА, которой должна быть обеспечена каждая бригада.
  2. Лица, не связанные с выполнением работ по ремонту, освоению, реконструкции, бурению скважины, допускаются на объект временно после инструктажа (с записью в журнале инструктажей) и разрешения мастера, при наличии СИЗ и сопровождающего.
  3. Необходимое противопожарное оборудование, СИЗ должно находиться на своих штатных местах, в исправном состоянии. Персонал должен быть обучен работе с ним и должен находиться всегда в готовности его использовать.

Перед началом работ скважина должна быть заглушена с учетом работы соседних скважин поддержания пластового давления в порядке, установленном планом работ на ремонт скважины и в соответствии с Технологической инструкцией ООО «РН-Ванкор» № П1-01.05 ТИ-1385 ЮЛ-583 «Глушение скважин на месторождениях», Технологической инструкцией Компании № П2-05.01 ТИ-0001 «Технические условия на ведение монтажных работ и условия безопасности при текущем, капитальном ремонте и освоении скважин после бурения», РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности, РД 153-39-023-97.

* 1. В целях предупреждения ГНВП и ОФ перед глушением или разрядкой скважины необходимо:
* установить дублирующую задвижку в компоновку арматуры;
* исключить применение гибких шлангов в качестве выкидных линий;
* обеспечить установку дроссельного блока на линию стравливания;
* обеспечить надежное крепление выкидной линии для разрядки скважины и ее опрессовку совместно с дроссельным блоком;
* не допускать регулирование потока флюида из скважины, поступающего во время ее разрядки, с помощью запорной арматуры, задвижками, шаровыми кранами, не предназначенных для этих целей;
* обеспечить надежный контроль давления в затрубном, трубном пространстве после глушения.

Работы по ТКРС без предварительного глушения скважины запрещены.

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

После длительных (четырех часов) простоев по различным причинам в процессе СПО (кроме спуска УЭЦН), а также перед подъемом инструмента необходимо перед возобновлением работ выполнить контрольную промывку при наличии технической возможности (при наличии циркуляции).

* 1. 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.
  2. 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.
  3. При проведении работ на скважине с возможным ГНВП, устье на период ее строительства, ремонта, реконструкции и освоения должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием.
  4. Превенторная установка, её манифольды и запорные устройства (шаровой кран, обратный клапан, задвижки и т.п.) применяемые для герметизации скважины должны окрашиваться в красный цвет.

Монтаж ПВО проводится согласно инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, которая разрабатывается подрядчиком, выполняющим работы на скважине, согласовывается с ПФС. Инструкция должна пересматриваться раз в три года. Эксплуатация и обслуживание ПВО должны проводиться с учетом требований завода изготовителя.

Монтаж противовыбросового оборудования следует осуществлять согласно схеме, выполненной в соответствии с ГОСТ 13862-90. Схемы необходимо пересматривать в случае технологических и конструкторских изменений согласовывать и утверждать в установленном порядке.

При ТКРС схема установки и обвязки ПВО разрабатывается и утверждается подрядной организацией, выполняющей работы на скважине, согласовывается с ПФС, Обществом.

После установки ПВО опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны. Не допускается послабления крепежа во фланцевых соединениях. Рабочее давление применяемого ПВО должно быть выше давления опрессовки эксплуатационной колонны. ПВО считается герметичным если давление за 10 минут упало не более 5 кгс/см2 (0,5 МПа).

Проверка превенторов выполняется ежесменно в соответствии с руководством по эксплуатации/паспортом с занесением в журнал проверки противовыбросового оборудования.

Обеспечивается использование системы гидравлического управления противовыбросовым оборудованием при ремонте скважин, освоении, испытании, наличие и бесперебойное функционирование систем (звуковой, световой) сигнализации низкого уровня масла в баке гидроуправления ПВО.

В период отрицательных температур обеспечивается обогрев стволовой части превенторов.

Для ТКРС при разбуривании оснастки хвостовика, бурении, райбировании, фрезеровании, аварийных (ловильных) работах, ПВР на трубах, работе на газовых скважинах, срыве фондового пакера на скважинах ППД, освоении и испытании обеспечить соответствие плашек превенторов, установленных на устье, диаметру применяемых труб в скважине.

При капитальном ремонте скважины методом ЗБС схема установки и обвязки ПВО разрабатывается и утверждается подрядной организацией, выполняющей работы на скважине, согласовывается с ПФС, Обществом.

При бурении скважин выбор типа ПВО и колонной головки, схема установки и обвязки ПВО, блока глушения и блока дросселирования осуществляется проектной организацией и находится в зоне ответственности ООО «РН-Ванкор», согласовывается с ПФС (ПФВЧ), буровым подрядчиком и Обществом. ([Приложение 5](#Приложение5)).

Для газовых, разведочных скважин и нефтяных скважин, содержащих флюид с газовым фактором более 200мЗ/т, а также для скважин, имеющих транзитные газовые пласты, и/или чистый газ содержащийся в пластах до вскрытия проектного горизонта скважины должно обеспечиваться применение разработанной схемы монтажа ПВО (обеспечивающей постоянное отведение газа от насосно-емкостного блока, в случае его интенсивного поступления в промывочную жидкость), с применением 2-ух газосепараторов.

Разработка фактической схемы монтажа ПВО находится в зоне ответственности подрядной организации ([Приложение 5](#Приложение5)). На схеме указываются фактические размеры элементов и расстояний от ротора до герметизирующих элементов превенторов.

Схема согласовывается с ПФС (ПФВЧ), размещается в кабине бурильщика, культбудке и доводится до сведения работников буровых бригад.

* 1. Перед началом монтажа ПВО вышка должна быть отцентрирована.
  2. После монтажа на устье, превенторная установка центрируется четырьмя оттяжками из троса диаметром не менее 12 мм с использованием натяжных винтов (при эксплуатационном и разведочном бурении, ЗБС).
  3. После монтажа, до разбуривания цементного стакана, превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой на давление опрессовки обсадной колонны, указанное в проектной документации. ПВО считается герметичным если давление за 30 минут упало не более 5 кгс/см2 (0,5 МПа).

К акту опрессовки ПВО прикладывается распечатка диаграммы давления станции ГТИ.

На задвижке перед дросселем должна быть закреплена табличка с указанием допустимого давления для устья скважины, допустимого давления для самого слабого участка скважины и плотности раствора, по которой это давление определено.

* 1. На скважинах, имеющих в своем разрезе газовые пласты или пласты, продукция которых имеет газовый фактор> 200 м3/т опрессовка противовыбросового оборудования на устье скважины проводится инертным газом.

Выкидные линии после концевых задвижек, а также линия, ведущая на газосепаратор до задвижки опрессовываются водой на давление:

* 50 кгс/см2 (5 МПа) - для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление до 210 кгс/см2 (21 МПа);
* 100 кгс/см2 (10 МПа) - для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление выше 210 кгс/см2 (21 МПа).

Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Общества и ПФС/ПФВЧ.

* 1. На превентор устанавливается надпревенторная катушка. Высота катушки должна обеспечивать возможность установки шпилек, при установленной катушке на превентор, с нижней части фланцев катушки. В условиях РММ катушка опрессовывается вместе с превентором, при транспортировке демонтаж катушки запрещен. На надпревенторной катушке монтируется разъемный желоб на быстроразъемных соединениях.
  2. После прохождения гидравлического испытания ПВО в РММ, данные гидравлических испытаний заносятся в паспорт оборудования.
  3. Испытания, проверки, ревизия и техобслуживание оборудования скважины и оборудования, установленного на устье скважины, ПВО должны быть регламентированы в ЛНД Общества и нормативных документах подрядных организаций. После проведения ревизии ПВО необходимо провести опрессовку на рабочее давление в условиях механических мастерских. Результат испытания оформляется актом и записывается в паспорт.
  4. В инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО бурового подрядчика и подрядчика по бурению боковых стволов включаются требования дополнительных мероприятий по обеспечению требований фонтанной и пожарной безопасности при бурении скважин и боковых стволов:

10.38.1 Описание последовательности действий, установленной периодичности (не реже 1 раза в 21 календарный день) и ответственных за проведение операций, предусмотренных дополнительными мероприятиями по обеспечению требований фонтанной и пожарной безопасности при бурении скважин и боковых стволов.

10.38.2 Описание функционального теста ПВО, проводимого:

* при опрессовке ПВО;
* после простоя по метеоусловиям (низкие температуры);
* не реже, чем раз в неделю.

10.38.3 Описание проведения следующих ежесменных проверок с указанием ответственных:

* проверка уровня масла в баке пульта управления ПВО;
* проверка исправности манометров и наличия действующих поверок;
* проверка показаний манометров;
* проверка на наличия утечек, пропусков гидравлического масла в станции управления ПВО, гидравлических линий, превенторов, задвижек;
* визуальный осмотр оборудования ПВО, фланцевых соединений на предмет повреждений, утечек;
* осмотр проверка наличия течи из сигнальных отверстий ПУГ, ППГ, если таковые предусмотрены конструкцией;
* проверка соответствия положений задвижек в состоянии закрыто/открыто утвержденной схеме монтажа ПВО;
* проверка исправности газосепараторов, дегазаторов при бурении с возможным ГНВП.

10.38.4 Пошаговое описания (с изображениями) процедуры проведения опрессовок (в условиях мастерских и на скважине) всех элементов обвязки противовыбросовой (включая линии глушения и дросселирования, а также краны шаровые СВП).

* 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 зарезки бокового ствола:
* превентор вместе с надпревенторной катушкой, крестовиной и коренными задвижками, а так же переходные катушки, колонные патрубки и фланцы, адаптеры-входящие в стволовую часть до установки на устье скважины проходят ревизию и опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в техническом паспорте, сроки ревизии и опрессовки на рабочее давление (при эксплуатации или хранении) должны составлять 1 (один) раз в 6 (шесть) месяцев или не более бурения 8 (восьми) скважин и быть не более срока, определенного технической документацией завода-изготовителя, в зависимости от того, какой срок наступит раньше;
* выкидные линии, блоков глушения и дросселирования, сроки ревизии и опрессовки на рабочее давление должны составлять 1 (один) раз в 12 (двенадцать) месяцев и быть не более срока, определенного технической документацией завода-изготовителя, в зависимости от того, какой срок наступит раньше.

При бурении разведочных, поисковых и одиночных эксплуатационных скважин:

* превентор вместе с надпревенторной катушкой, крестовиной и коренными задвижками, а так же переходные катушки, колонные патрубки и фланцы, адаптеры-входящие в стволовую часть, выкидные линии, блоков глушения и дросселирования, проходят ревизию и опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в техническом паспорте до установки на устье каждой новой скважины. При этом срок последующей опрессовки на рабочее давление должен определяться с учетом срока, определенного технической документацией завода-изготовителя, в зависимости от того, какой срок наступит раньше.

При текущем, капитальном ремонте, освоении и испытании скважин (Гидравлический разрыв пласта, Кислотный гидравлический разрыв пласта, Большеобъемная обработка призабойной зоны, Гибкие насосно-компрессорные трубы, работы с применением тросоканатного метода):

* превенторы и другие герметизирующие устройства - входящие в стволовую часть, сроки ревизии и опрессовки на рабочее давление (при эксплуатации или хранении) должны составлять 1 (один) раз в 6 (шесть) месяцев, в том числе учитывая обязательные требования технического паспорта и локальных нормативных документов ПАО «НК «Роснефть»;
* выкидные линии, блоков глушения и дросселирования сроки ревизии и опрессовки на рабочее давление должны составлять 1 (один) раз в 12 (двенадцать) месяцев с учетом требований, указанных в техническом паспорте.
  1. Обязательно наличие четкого обозначения заводского номера на превенторах, надпревенторных катушках, задвижках, элементах манифольда, манифольдной линии и стволовой части скважины. Номера, нанесенные ударным способом, должны быть выделены белой масляной краской.
  2. Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте, иметь взрывобезопасное освещение и укрытие. На стенке перед штурвалом водостойкой краской должны быть нанесены: стрелки, указывающие направление вращения штурвалов; число оборотов штурвала до полного закрытия; метка, совмещение которой с меткой на спице штурвала соответствует полному закрытию превентора; размер плашек.
  3. Буровые подрядчики должны быть обеспечены плакатами, иллюстрирующими последовательность действий бурильщика при закрытии ПВО с основного и вспомогательного пульта управления ПВО. Плакаты вывешиваются на соответствующих пультах.
  4. Обеспечивается наличие и бесперебойное функционирование систем сигнализации низкого уровня масла в баке гидроуправления ПВО, а также падения давления в гидросистеме (ниже минимального порога диапазона настройки электроконтактного манометра с обязательной индикацией (световой, звуковой) в зоне видимости бурильщика.
  5. В случае отсутствия в паспорте станции управления противовыбросовым оборудованием информации о количестве циклов закрытия/открытия/закрытия/открытия (2 полных цикла) всех составных гидравлически управляемых частей смонтированного ПВО, которое, в случае отключения гидронасоса, могут обеспечить имеющиеся ПГА, проводится комиссионный проверочный тест. Полученную информацию вывешивают в помещении станции управления и доводят до сведения работников буровых бригад.

В случае несоответствия номинальной вместимости ПГА для выполнения требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534, обеспечивается установка дополнительных ПГА.

* 1. Обеспечивается блокировка или демонтаж ручек на не задействованных кранах пультов управления ПВО, а также вывешивание соответствующих предупредительных табличек.
  2. При монтаже противовыбросового оборудования необходимо следить за качеством сборки фланцевых соединений, расположением металлических колец, равномерной затяжкой шпилек, соблюдением равномерного зазора между фланцами. Диаметр шпилек должен соответствовать диаметру отверстий фланцев, а свободные резьбовые части шпилек должны равномерно выступать над гайками на 2-3 нитки резьбы.
  3. При комбинированной колонне труб на приемных мостках в оперативной готовности к работе находится специальная опрессованная стальная труба, окрашенная в красный цвет сметкой, нанесённой белой масляной краской, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 300 - 400 мм ниже плашек превентора. Требования нормативно-технической документации к специальной трубе:
* диаметр должен соответствовать диаметру плашек превентора;
* на аварийную трубу должны быть навернуты от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке;
* на муфту трубы должен быть навернут и закреплен машинными ключами шаровой кран;
* шаровый кран аварийной трубы должен быть в открытом состоянии, а ниппельная часть резьбы трубы - защищена предохранительным колпаком;
* труба после её сборки с шаровым краном на скважине должна быть опрессована совместно с шаровым краном на давление опрессовки ПВО с обсадной колонной. Пошаговый порядок проведения опрессовки аварийной трубы и необходимые меры безопасности должны быть указаны в инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО.
* не допускается загромождать место хранения специальной трубы другими трубами или элементами КНБК;
* строп для подачи аварийной трубы с помощью вспомогательной лебедки на рабочую площадку должен быть исправным и доступным работникам в течении кратчайшего времени. Запрещено использовать строп для подачи аварийной трубы для других целей;
* в случае несоответствия элеватора, используемого при СПО, типоразмеру аварийной трубы, необходимый для аварийной трубы элеватор должен находиться на рабочей площадке, а его работоспособность проверена заблаговременно, до начала СПО.
  1. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана: один устанавливается между ведущей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. В случае использования верхнего привода автоматический шаровой кран с возможностью ручного управления должен включаться в его состав.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должно быть три крана: первый шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй - между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным.

Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.

Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении: первый клапан является рабочим, второй - резервным.

Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии.

Опрессовка кранов шаровых и обратных клапанов проводится один раз в 6 месяцев.

Учет наработки кранов шаровых и клапанов обратных ведется в течение всего срока эксплуатации, вплоть до их списания.

* 1. 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.

При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным!!!

* 1. Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует проводить, долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Долив при бурении и ЗБС проводится принудительно с помощью насоса через устьевую воронку, обвязанную с доливной емкостью. Ответственный за долив, бурильщик и первый помощник бурильщика. Технические критерии к системам контроля и осуществления долива скважин при строительстве скважин и зарезке боковых стволов ([Приложение 1](#Приложение1)).

При ТКРС, реконструкции, освоении и испытании скважин долив проводится принудительно с помощью насоса или агрегата для промывки скважины через крестовину фонтанной арматуры, уровень жидкости в скважине поддерживается близким к устью, согласно расчета указанного в плане работ. Технические критерии к системам осуществления долива скважин при текущем, капитальном ремонте и освоении ([Приложение 2](#Приложение2)).

* 1. При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас задавочной жидкости в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине или на растворном узле.
  2. При разнице между объемом доливаемого (вытесняемого) раствора и объемом металла поднятых (спущенных) труб более 0,2 м3 (при строительстве 0,5 м3) подъем (спуск) должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные оперативной частью ПЛА (действие вахты при ГНВП и ОФ).
  3. Скважина на начало ремонта, освоения, бурения должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности, для долива в количестве не менее 10 м3. Минимальный запас жидкости долива при производстве работ должен быть не менее 4,5 м3 и не менее двух объемов скважины, находящихся на скважине или на узле приготовления раствора.

При строительстве и ЗБС доливная, приемная и запасные (рабочие) емкости должны быть оборудованы механическим уровнемером и электронным датчиком уровня жидкости для контроля ГТИ, а также оснащены автоматической сигнализацией (звуковой и визуальной) для своевременного оповещения персонала (бурильщика, бурового мастера, бурового супервайзера, инженера по буровым растворам, инженера станции ГТИ) в случае аварийного изменения в них уровня жидкости (для приемных емкостей на буровой) и иметь цену деления не более 0,5 м3 (при бурении), 0,2 м3 (при ЗБС).

При ТКРС, освоении скважин доливная и приемная емкости должны быть оборудованы механическим уровнемером с ценой деления по 0,2 м3, а так же должна быть обеспечена работоспособность электронной системы контроля и регистрации параметров технологической жидкости, закачиваемой в скважину, с замером 5-ти параметров: объем, удельный вес, давление закачки, время и дата проведения работ.

* 1. Скважины с избыточном давлением на устье должны исследоваться с применением лубрикатора. Лубрикатор должен быть паспортизирован. Перед установкой на скважину лубрикатор подвергается гидравлическому испытанию на давление, ожидаемое на устье скважины. После установки и перед каждой операцией лубрикатор необходимо опрессовать давлением скважины.
  2. В каждой бригаде бурения, ЗБС, освоения и испытания, текущего и капитального ремонта должен быть аварийный обмеднённый комплект гаечных ключей.
  3. Обязательно наличие оборудования видеоконтроля и видеофиксации работ на устье скважины и роторной площадке, при всех работах по бурению, освоению после бурения, эксплуатации, ремонте, техническом перевооружение, реконструкции, консервации и ликвидации скважин всех назначений.
  4. Обязательным условием начала эксплуатации оборудования (ввода в эксплуатацию) является подпись и печать ответственного лица в паспорте (копии паспорта) оборудования. Ввод в эксплуатацию устьевого оборудования и ПВО новых типов производится по согласованию с противофонтанной службой.
  5. При эксплуатационном, разведочном бурении и освоении, ЗБС, при отрицательных температурах окружающей среды должны обогреваться гидрозадвижки, манифольдные линии до блока глушения и дросселирования и дополнительно оборудоваться теплоизоляционным материалом.

Мероприятия на осеннее-зимний период должны быть разработаны, согласованы с противофонтанной службой и утверждены до 01.09 текущего года.

* 1. Подрядчики, выполняющие гидродинамические и геофизические исследования в скважинах, прострелочно-взрывные работы в скважинах, разрабатывают схемы обвязки ПВО в соответствии с проектными решениями ([Приложение 5](#Приложение5)). Схемы должны быть утверждены главным инженером подрядчика – исполнителя работ, согласованы с первым заместителем генерального директора – главным инженером Общества и ПФС. Один комплект схем направляется в адрес ПФС, обслуживающей данный объект. Второй комплект схем направляется в Общество. Копии схем должны быть в каждой бригаде – подрядной организации исполняющей работы.
  2. Требования, предъявляемые к работам при ГРП, кислотном гидравлическом разрыве пласта, большеобъемной обработке призабойной зоны:
* гидравлический разрыв пласта проводится под руководством ответственного ИТР по плану работ, утвержденному главным инженером подрядной организации и согласованному с главным инженером УДНГ Общества в установленном порядке;
* перед началом работ по гидравлическому разрыву пласта скважин, бригада (флот) должна быть ознакомлена с планом работ, возможными осложнениями и авариями;
* арматура ГРП до установки на устье скважины опрессовывается в условиях мастерских после каждых шести операций по гидроразрыву пластов (при условии, что прошло не более шести месяцев с даты последней ревизии и опрессовки) на давление, указанное заводом изготовителем в паспорте арматуры, опрессовка арматуры ГРП оформляется «актом проведения гидравлического испытания устьевой арматуры» с указанием номера акта, даты испытания, регистрационного номера арматуры, давления испытания нагнетательного канала, давления испытания узла герметизации (в «акте проведения гидравлического испытания устьевой арматуры» фиксируется ее состояние по результатам испытания);
* арматура ГРП должна комплектоваться паспортом, листами движения и ревизий в условиях мастерских;
* в комплекте арматуры должна быть герметизирующая катушка, с комплектом резиновых уплотнений (для гладких НКТ и НКТ с высаженными концами), которая обеспечивает герметичность в процессе работ по срыву и посадке пакера ГРП. Резиновое уплотнение катушки и прижимное кольцо должно обеспечивать нормальное прохождение муфты НКТ, не нарушая целостности резины и сохраняя ее герметизирующие свойства в соответствии с требованиями, указанными в Руководстве по эксплуатации оборудования;
* контроль состояния резинового уплотнения и прижимного кольца герметизирующей катушки, а также учет количество насосно-компрессорных туб, прошедших через герметизирующую катушку, производится персоналом бригады по ремонту скважин, осуществляющий срыв и подъем пакера, а герметичность резинового уплотнения герметизирующей катушки проверяется методом опрессовки;
* информация фиксируется в Приложении, входящего в паспорт завода изготовителя герметизирующей катушки, а также в вахтовом журнале бригады;
* приложение является неотъемлемой частью паспорта завода изготовителя, и передается вместе с паспортом при возврате герметизирующей катушки собственнику;
* герметизирующая катушка является обязательным элементом арматуры ГРП, и поставляется в комплекте с арматурой по заранее поданной заявке;
* ревизия арматуры ГРП производится после каждого демонтажа оборудования;
* подъемный патрубок арматуры ГРП (конструкция которой предусматривает патрубок) должен проходить испытание согласно инструкции завода изготовителя. Документация на подъемный патрубок должна быть в комплекте с паспортом на арматуру ГРП и находится на месте производства работ;
* при проведении гидравлического разрыва пласта скважин с возможным газонефтеводопроявлением, устье, на период работ, должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием (далее устьевым оборудованием);
* «схема установки и обвязки оборудования устья скважины при производстве ГРП», согласовывается ПФС и Обществом;
* устьевое оборудование, установленное на устье скважины, должно быть закреплено на все шпильки;
* после сборки и затяжки болтов фланцев арматуры ГРП, необходимо опрессовать затрубное пространство на давление, указанное в плане работ поэтапно, каждый этап в 3 МПа (30 кгс/см2), но не более допустимого давления на обсадную колонну, время опрессовки не менее 10 минут, задвижка ГРП должна быть открыта, и оборудована заглушкой со смонтированным манометром;
* перед началом работ по закачке, линия высокого давления (нагнетательные трубопроводы), должна быть опрессована, технологические линии высокого давления должны быть опрессованы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25;
* обвязка манифольда с насосными установками и арматурой устья скважины должна осуществляться при помощи специальных труб и шарнирных соединений высокого давления, входящих в комплект установок;
* во избежание провисания нагнетательный трубопровод должен быть уложен на опоры. В местах поворота следует устанавливать шарнирные угольники;
* для замера и регистрации давления к устьевой арматуре должны быть присоединены показывающий и регистрирующий манометры, выведенные на безопасное расстояние;
* предохранительный клапан насосного агрегата, обвязанный с затрубным пространством скважины, должен быть установлен на давление опрессовки эксплуатационной колонны и обеспечивать аварийный сброс давления при превышении допустимой величины;
* проверка готовности бригады ТКРС и освоения к работам по стравливанию скважин ППД и скважин после ГРП является обязательной для сопровождения ведущим инженером супервайзером с подписанием акта готовности;
* перед началом работ бригадой ТКРС и освоения по стравливанию скважин после ГРП и сопровождения первичного открытия задвижек ГРП обязательно присутствие представителя сервисного подразделения по ГРП, ответственного за ПО и НКТ для подтверждения исправности устьевого оборудования ГРП;
* при разрядке скважины после производства ГРП, обязательна установка дублирующей задвижки на задвижке высокого давления;
* при разрядке скважины после производства ГРП, применение рукавов высокого давления (шлангов) в качестве выкидной линии запрещается. Производить регулировку потока жидкости из скважины задвижками, запрещается. Производить регулировку потока жидкости – только дросселем и штуцерной камерой. Обвязка устья скважины должна осуществляться при помощи специальных труб и шарнирных соединений высокого давления;
* в случаях проведения ГРП при бригаде капитального и текущего ремонта скважин превентор не демонтируется, арматура ГРП устанавливается над превентором. Плашки превентора должны соответствовать диаметру лифта НКТ для проведения ГРП;
* демонтаж задвижки высокого давления осуществляется после срыва пакера и глушения скважины в порядке, определенном планом ведения работ. Подъем подземного оборудования, спущенного в скважину, производится после монтажа на устье противовыбросового оборудования в соответствии с утвержденными схемами обвязки устья противовыбросовым оборудованием;
* после завершения ГРП, все задвижки фонтанной арматуры скважины должны быть закрыты.
  1. При обнаружении газонефтеводопроявлений, устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с оперативной частью ПЛА, включающую аварийные ситуации в части фонтанной безопасности ([Приложение 3](#Приложение3)).
  2. Все бригады бурения, ЗБС, ТКРС и освоения должны быть оснащены исправными системами видеоконтроля и видеофиксации работ на устье скважины и роторной площадке с формированием видеоархива (не менее 30 календарных дней) с использованием электронных носителей информации. Процедуры работы с системами видеофиксации, в том числе и схемы их установки, должны быть определены в регламенте подрядной организации. Срок хранения информации должен быть не менее 30 календарных дней после окончания работ на скважине. При видеорегистрации аварий и инцидентов видеоархив обновляется по окончанию расследования их причин.
  3. Требования, предъявляемые к работам по повышению нефтегазоотдачи пластов и производительности скважин:
* работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с планом работ, главным инженером организации, выполняющей такие работы и согласованным с главным инженером УДНГ ООО «РН-Ванкор». В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
* перед проведением работ по повышению нефтегазоотдачи пластов должна проводиться опрессовка эксплуатационной колонны на давление, установленное планом работ. Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. Присутствие представителя ЦДНГ Общества на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом. В ходе проведения работ необходимо осуществлять контроль за давлением в затрубном и межколонных пространствах;
* в случае производства работ (гидроразрыв пласта, кислотные обработки, различные заливки и так далее), требующих давлений, превышающих давления опрессовки обсадной колонны, необходимо устанавливать на устье специальную арматуру, а эксплуатационную колонну защищать установкой пакера;
* при закачке газа, пара, химических и других агентов на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
* нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
* обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичными колоннами и заколонными перетоками запрещается.
  1. Применение технических устройств должно осуществляться в соответствии с инструкциями по безопасной эксплуатации и обслуживанию, составленными заводами-изготовителями или подрядной организацией, техническими паспортами (формулярами). Инструкции по эксплуатации технических устройств и инструмента иностранного производства должны быть представлены на русском языке.
  2. По незатронутым в Инструкции вопросам, следует руководствоваться федеральными нормами и правилами «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.

# МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

## ПРИ БУРЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

* + 1. Обеспечивается ожидание затвердевания цемента в течении времени, предусмотренного проектными решениями, после цементирования всех обсадных колонн, включая кондуктор.
    2. Не допускается проведение работ по демонтажу противовыбросового оборудования на устье скважины до истечения указанного времени ОЗЦ и не убедившись в отсутствии давления в межколонном пространстве и переливов.
    3. При бурении и реконструкции перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями необходимо разработать и реализовать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести:
* вскрытие продуктивного пласта только после спуска обсадных колонн, предусмотренных рабочим проектом;
* проверку смонтированного на устье скважин ПВО на соответствие утвержденной схемы;
* инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям (пример действий вахты [Приложение 6](#Приложение6)) при появлении признаков и ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
* проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
* учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог «Выброс» устанавливается подрядной (буровой) организацией, но не реже двух раз в месяц с персоналом объекта, (один раз в неделю для разведочного бурения);
* проверку наличия в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимый на случай ГНВП запас материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости, в соответствии с проектной документацией и соответствующих нормативных документов;
* оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую;
* проверку наличие и исправности газоанализатора и аварийного запаса средств индивидуальной защиты органов дыхания;
* проверку готовности объекта к вскрытию пласта или пластов с составлением подтверждающего акта, согласованного с комиссией бурового подрядчика и супервайзером отдела супервайзинга бурения Общества.

Буровой супервайзер осуществляет периодическую проверку состояния ФБ на объекте со следующей периодичностью:

* ежедневная оперативная с акцентом на наиболее важные вопросы обеспечения ФБ;
* периодическая еженедельная полная проверка всех аспектов обеспечения ФБ в буровой бригаде;
* внеплановая после монтажа ПВО, его ремонта, перед вскрытием продуктивного пласта и при смене бурового супервайзера в объеме, предусмотренном при еженедельной проверке.
  + 1. На всех этапах работ, связанных с реконструкцией и строительством скважин, должно быть обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля, предусмотренных планами работ, инструкциями по эксплуатации оборудования, рабочего проекта и соответствующих нормативных документов.
    2. Управление по организации буровых работ Общества при бурении скважины и зарезке боковых стволов организовывает наличие в станции ГТИ программного обеспечения, для обеспечения визуализации и звуковой сигнализации о внештатных ситуациях на рабочих местах оператора станции ГТИ, супервайзера, бурового мастера, инженера по наклонно-направленному бурению и бурильщика, в т.ч.:
* в части расхождения объемов доливаемого/вытесняемого бурового раствора с объемом металла поднятых/спущенных труб более 0,5 м3, для ЗБС 0,2 м3;
* изменения плотности бурового раствора более 0,03 г/см3;
* увеличения содержания газа в буровом растворе на 5% и более.

При заключении договоров с подрядчиком по ГТИ включать пункт в договор по организации автоматизированного контроля и дополнить пунктом о расторжении договора с подрядчиком, в случае отсутствия такового контроля.

* + 1. Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать возможность аварийного глушения скважины.
    2. Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них ПВО должна обеспечить: герметизацию устья скважины в случаях ГНВП, выбросов и ОФ с учетом превышения дополнительного давления не менее чем на 10 %, необходимого для глушения скважины; противостояние воздействию максимальных сжимающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования.
    3. Изменения и отклонения от проектной документации, дополнения к нему допускаются по согласованию с проектной организацией. Принимаемые изменения в любом случае не должны снижать надежность объекта и безопасность работ.
    4. Тампонажные материалы, используемые при производстве буровых работ, должны иметь сертификаты, подтверждающие их качество. Свойства тампонажных материалов и формируемого из них цементного камня должны соответствовать проектной документации.
    5. На кондуктор, промежуточные колонны, ниже которых при бурении возможно вскрытие газонефтеводопроявляющих отложений, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ, связанных со вскрытием продуктивного горизонта, и других работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается ПВО. Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой колонными головками. Рабочее давление колонной головки должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условий полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации устья скважины при ликвидации открытого фонтана.
    6. Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи и все работающие должны быть предупреждены о том, что требуется повышенное внимание в связи со вскрытием продуктивного пласта.
    7. За 50-100 м до вскрытия горизонтов с возможным ГНВП на буровой должен быть создан, а при дальнейшем бурении постоянно поддерживаться запас промывочной жидкости равный объему скважины, с такой же плотностью, как и в скважине. Кроме того, на объекте должен находиться запас глинопорошка, утяжелителя, химических реагентов и технических средств, обеспечивающих приготовление бурового раствора в количестве не менее одного объема скважины в установленные сроки.
    8. Тип и свойства бурового раствора должны соответствовать проектной документации и в комплексе с технологическими мероприятиями обеспечивать безаварийные условия производства буровых работ.
    9. Не разрешается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), закачиваемого в скважину в процессе циркуляции, более чем на ±0,03 г/см3 от установленной проектной документации величины (кроме случаев ликвидации ГНВП и осложнений).
    10. Вязкость бурового раствора должна обеспечивать эффективную дегазацию раствора во время бурения.
    11. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.
    12. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить, долив бурового раствора в скважину с занесением данных в лист долива ([Приложение 7](#Приложение7)). Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проектной документации.
    13. Запрещается приступать к спуску технических и эксплуатационных колонн в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.
    14. Превенторная установка, манифольд (линии дросселирования и глушения), система гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем, сепаратор (трапно-факельная установка) выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий с учетом возможности выполнения следующих технологических операций:
* герметизации устья скважины при спущенной бурильной колонне и без нее;
* вымыва пластового флюида, поступившего в скважину, на поверхность;
* подвески колонны бурильных труб на плашках превентора после его закрытия;
* спуска или подъема части, или всей бурильной колонны при загерметизированном устье скважины.
* срезания бурильной колонны; контроля состояния скважины во время глушения;
  + 1. Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более 1,5 м и оканчиваться фланцами.
    2. Длина линий должна быть: - для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м3/т - не менее 30 м; - для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м3/т, газовых и разведочных скважин - не менее 100 м; для всех поисково-оценочных и разведочных скважин - не менее 50 м. Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек разрешается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм. Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться Подрядчиком (ЗБС и ТКРС) по согласованию с ООО «РН-Ванкор» и ПФС. Разрешается направлять линии сброса в одну сторону с использованием сертифицированных узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.

Буровые подрядчики обеспечивают наличие резервных комплектов мобильных, быстро устанавливаемых тумб - стоек и запаса труб, для оперативного, в случае необходимости, удлинения линий сброса блока дросселирования. Необходимое количество резервных тумб -стоек и труб подрядчики согласовывают с ООО «РН-Ванкор» в рабочем порядке.

После монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца за обсадной колонной, дальнейшее бурение скважины может быть продолжено при наличии положительного заключения представителя ПФС (разрешение на дальнейшее углубление). При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность для жизни людей или возникновения открытого фонтана, дальнейшие работы должны быть прекращены до устранения этих нарушений.

* + 1. Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульты. Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов. Маслопроводы системы гидроуправления ПВО должны быть опрессованны, согласно инструкции по эксплуатации, быть герметичными и защищены от возможных повреждений. В конструкции пульта управления должна быть предусмотрена звуковая или световая сигнализация при падении уровня рабочей жидкости в баке ниже допустимого. В системе гидравлического управления должна быть обеспечена возможность выпуска воздуха.

Каждая буровая установка должна быть обеспечена светильниками напряжением 12 В и аварийным освещением этого же напряжения. Аварийное освещение устанавливается под буровой для освещения ПВО, в отбойных щитах, у основного и вспомогательного пульта управления превенторами, у щита индикаторов веса бурильного инструмента, блоке дросселирования и у аварийного блока задвижек.

* + 1. Для герметизации устья скважины должен быть обеспечен беспрепятственный доступ к ПВО, к блокам глушения и дросселирования, к штурвалам ручного управления превентором.
    2. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания обсадной колонны, проводят функциональный тест. Результаты опрессовки оформляются актом.
    3. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.
    4. В случаях, когда используется разноразмерная компоновка бурильного инструмента для бурения, 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 навернуты от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. На муфту трубы должен быть навернут и закреплен машинными ключами шаровой кран в открытом положении. На устье скважины специальная труба с навернутым шаровым краном опрессовывается на давление совместной опрессовки ПВО с обсадной колонной.
    5. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их водой от устья до глубины 20 – 25 м, а в остальной части – буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси. Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти. Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на цементировочный клапан обратный дроссельный (ЦКОД) и созданием необходимого давления при помощи цементировочного агрегата.
    6. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10 % возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см2 (0,5 МПа). Присутствие представителя Общества на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается супервайзер отдела супервайзинга бурения Общества и представитель ПФС.
    7. После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1 – 3 м производится опрессовка прибашмачной зоны открытого ствола скважины. Давление опрессовки определяется необходимостью обеспечения герметичности цементной крепи за башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается супервайзер Общества и ПФС.
    8. Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливаются проектной документацией. Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течении 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см2 (0,5 МПа). Присутствие представителя Общества на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель (на этапе строительства скважины – буровой супервайзер отдела супервайзинга бурения, на других этапах мастер или начальник участка ЦДНГ Общества).
    9. Запрещается углубление скважины и подъем инструмента, если параметры бурового раствора не соответствуют параметрам, указанным в геолого-техническом наряде.
    10. При вскрытии газонефтеносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной колонны) должен производиться контроль бурового раствора на газонасыщенность. Запрещается проводить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.
    11. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает фоновое на 5 % (объемных), то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.
    12. При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.
    13. Бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды) и возможным флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается с проектной организацией, ПФС и Обществом.
    14. При наличии признаков сальникообразования запрещается подъем инструмента из скважины до полной ликвидации сальника путем интенсивной промывки и расхаживания инструмента.
    15. При длительных простоях скважины (более 6 часов) без промывки перед подъемом инструмента необходимо произвести выравнивание раствора в соответствии с параметрами, указанными в геолого-техническом наряде.
    16. При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины без наблюдения.
    17. При длительных простоях скважины (более 6 часов) спуск бурильной колонны должен производиться с промежуточными промывками и замером параметров бурового раствора, выходящего из скважины.
    18. При наличии вскрытых пластов, склонных к газонефтеводопроявлениям, подъем инструмента следует производить на пониженных скоростях.
    19. При установке ванн (нефтяной, водяной, кислотной) гидростатическое давление столба бурового раствора и жидкости ванны должно превышать пластовое давление. При вероятности или необходимости снижения гидростатического давления ниже пластового, работы по расхаживанию бурильной колонны следует проводить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в бурильных трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением мер безопасности в соответствии с ПЛА.
    20. После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации ГНВП проводятся под руководством специалистов подрядной организации по специальному плану. Специальный план по ликвидации ГНВП согласовывается с ПФС. После ликвидации ГНВП необходимо произвести ревизию задействованного ПВО с последующей опрессовкой на рабочее давление в условиях мастерских.
    21. После герметизации устья при газонефтеводопроявлении необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков в узлах и соединениях ПВО.
    22. При спуске обсадных колонн необходимо ограничить скорость спуска в целях предотвращения гидроразрыва пластов, обеспечить своевременный долив и проведение промежуточных промывок. Обсадную колонну на время ожидания затвердевания цемента необходимо оставлять на весу.
    23. Перед началом работ по забуриванию нового ствола все перетоки в затрубном пространстве, выявленные в ходе исследования скважины, должны быть ликвидированы.
    24. Перед зарезкой нового ствола в обсадной колонне должен быть установлен цементный мост, наличие моста проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием, не превышающим предельно допустимой нагрузки на цементный камень. Кроме того, цементный мост испытывается методом гидравлической опрессовки совместно с обсадной колонной и установленным на ней противовыбросовым оборудованием на давление, превышающее на 10 % давление при ликвидации газонефтеводопроявлений, открытых фонтанов или при эксплуатации. Величина давления опрессовки должна быть указана в плане работ. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Общества и представитель ПФС/ПФВЧ.
    25. Бурение в интервалах с возможными газонефтеводопроявлениями необходимо осуществлять с установкой под ведущей трубой шарового крана в соответствии с требованиями, указанными в пункте 10.48.
    26. При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.
    27. В случае возникновения ГНВП, после герметизации скважины, дальнейшие работы по глушению скважины проводить по специальному плану под руководством ответственного специалиста. При глушении скважины используются карты глушения скважин (метод бурильщика) в соответствии с [Приложением 8](#Приложения).
    28. Проведение расчетов и заполнение листа глушения осуществляется буровым супервайзером и буровым мастером для конкретных условий бурящийся секции скважины (бокового ствола):
* для каждой КНБК;
* не реже, чем каждые 500 м при бурении секции с возможным ГНВП;
* перед вскрытием продуктивного пласта.

Замер давления при малых ходах насоса проводится после каждого СПО и не реже чем, раз в вахту на период бурения секции с возможным ГНВП.

## ПРИ ВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ И РЕМОНТУ СКВАЖИН

* + 1. 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.
    2. Разборка фонтанной елки с трубной головкой проводится после визуально установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня в ней. Работы связанные с демонтажем крестовины фонтанной арматуры, секций обвязки колонной клиновой, устьевых задвижек проводятся с обязательной герметизацией эксплуатационной колонны и 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.
    3. При проведении текущих и капитальных ремонтов скважин с возможным газонефтеводопроявлением, устье, на период ремонта, должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием.
    4. ПВО, установленное на устье скважины, должно быть закреплено на все шпильки. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.
    5. При использовании разноразмерного инструмента (бурение цементных мостов, разбуривание пакеров, разбуривание пакеров гидравлических для манжетного цементирования, при ПВР на трубах, работах на газовых, газонагнетальных скважинах, при срыве фондового пакера на скважинах ППД, промывка) трубные плашки превентора должны соответствовать верхней секции применяемых труб. При остальных видах работ использовать запорную компоновку с дистанционным патрубком диаметром 73мм, выполненную из стальной буровой трубы с резьбовым соединением З-86 и шаровым краном, опрессованную в условиях мастерских на рабочее давление. До начала работ по скважине бригада должна быть обеспечена переводниками на весь типоразмер применяемых труб в скважине до окончания ремонта. Диаметр подъемного патрубка запорной компоновки должен соответствовать типоразмерам вставок элеватора, применяемых при СПО, группа прочности подъемного патрубка должна обеспечивать безаварийную работу. Длины переводников, применяемых для соединения запорных компоновок с колоннами труб должны быть минимально возможной длины для обеспечения возможности оперативной герметизации устья скважины. Запорная компоновка для перекрытия канала применяемых труб должна находиться рядом с устьем скважины с открытым шаровым краном. Патрубки и переводники запорной компоновки должны иметь паспорта и маркировку клеймением. Длина дистанционного патрубка должна обеспечивать расположение муфты ниже плашек превентора. Высота запорной компоновки должна позволять производить закрытие шарового крана после герметизации кольцевого пространства с рабочей площадки.
    6. ПВО должно проходить ревизию и опрессовываться на рабочее давление условиях механических мастерских. Результат испытания оформляется актом и записывается в паспорт. Сроки периодической опрессовки ПВО определяются инструкцией по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, которая разрабатывается подрядчиком, на каждый тип оборудования, с учетом рекомендаций завода изготовителя, требований ПБвНГП.
    7. Для герметизации затрубного пространства должен быть обеспечен беспрепятственный доступ к задвижкам на крестовине фонтанной арматуры. На задвижках должны быть установлены штурвалы.
    8. Производство работ при отсутствии штурвалов на превенторах или на задвижках крестовины фонтанной арматуры запрещается.
    9. При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины без наблюдения.
    10. При работах по подъему/спуску ЭЦН приспособление для рубки кабеля должно находиться в оперативной готовности на устье скважины.

Место нахождения приспособления для рубки кабеля при проведении ГИС указывается в ПЛА.

* + 1. После замены плашек (уплотнительных элементов) превентора производится повторная опрессовка совместно с запорной компоновкой.
    2. До начала ремонтных работ должно быть проверено функционирование установленных контрольно-измерительных приборов.
    3. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:
    - высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям проектной документации на бурение скважины;
    - эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10 % максимально ожидаемое давление на устье скважины;
    - устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой, согласованной с ПФС;
    - отсутствует давление в межколонных пространствах.

В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от требований проектной документации, работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с Обществом и проектной организацией.

* + 1. Устье скважины перед проведением промысловых-геофизических работ, перфорации (прострелочно-взрывных работ) в эксплуатационной колонне и НКТ должно быть оснащено ПВО по утвержденной схеме, обеспечивающих герметизацию скважины и кабеля при спуске, срабатывании и подъеме прострелочно-взрывной аппаратуры и приборов исследования. Скважина должна быть заполнена жидкостью глушения (промывочной, буровой жидкостью), соответствующей проектной документации (с соответствующей плотностью, определенной планом работ).
    2. Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным пользователем недр (Обществом) и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).
    3. Во время перфорации (вовремя и после прострелочно-взрывных работ) подрядчиком производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины, его снижение не допускается.
    4. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке ее территории, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного Актом готовности скважины для производства ПВР, подписанным представителями Общества и подрядчиком исполнителем работ.
    5. При освоении скважин должны быть приняты меры по предотвращению разлива нефти, жидкости, находящейся в стволе скважины. При необходимости подъема лифтовых (бурильных) труб с сифоном (не снят клапан, «шламование» лифтовых колонн и другие возможные причины), следует производить постоянный долив скважины, с поддержанием уровня жидкости на устье с занесением фактических данных в лист долива ([Приложение 9](#Приложение9)).
    6. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается механик ЦДНГ Общества.
    7. Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры по предотвращению неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.
    8. Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне с использованием воздуха запрещается. Вызов притока путем снижения уровня в эксплуатационной колонне свабированием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа или природного газа от соседней скважины производится в соответствии с планом работ и согласовывается с Обществом.
    9. Допускается ведение работ по освоению, ремонту и вводу в действие скважин с одновременным бурением на кустовой площадке и одновременной работой бригад по ремонту скважин. В таких условиях каждый производитель работ должен немедленно оповестить остальных участников работ на кустовой площадке о возникновении на его участке ГНВП. В таких случаях все работы на кустовой площадке приостанавливаются до устранения причин возникновения ГНВП.
    10. Чистка песчаных пробок желонкой в фонтанных скважинах, в скважинах с возможными ГНВП не разрешается.
    11. Колтюбинговые установки с гибкими непрерывными трубами должны быть оборудованы и оснащены следующими контрольно-измерительными системами контроля и регистрации:
* нагрузок, возникающих при спускоподъемных операциях;
* глубины спуска;
* давления при прокачивании через гибкую трубу жидкостей в процессе технологических операций;
* давления на устье скважины;
* расхода промывочной жидкости.
  + 1. Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту, освоению и испытанию скважин с возможным газонефтеводопроявлением необходимо провести: инструктаж членам бригады по практическим действиям при появлении признаков и ликвидации ГНВП согласно ПЛА; учебную тревогу «Выброс».
    2. Управление добычи нефти и газа и отдел супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий Общества должны обеспечить выполнение следующих мероприятий:
* включать в планы-заказы и планы работ на ТКРС формулы расчета плотности и количества жидкости глушения и непосредственно расчет плотности жидкости глушения, цикличность глушения, проведение замера статического уровня жидкости глушения перед началом работ и в процессе ремонта (с периодичностью, определяемой ответственным специалистом отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий), описание действий работников бригады по ТКРС в случае изменения уровня жидкости глушения в скважине с учетом спускаемого либо извлекаемого инструмента, обеспечение обязательной промывки скважины, при необходимости повторное глушение при обнаружении бригадой ТКРС прямых признаков газонефтепроявлений во время проведения работ, проведение промывки в расчетном объеме до восстановления параметров жидкости глушения в случае простоя бригады более 8 часов без осуществления долива и отсутствия уровня жидкости глушения на устье;
* предусматривать в планах работ на ТКРС своевременный перевод скважин на технологические жидкости с уточнением плотности при проведении фонтаноопасных технологических операций с возможными газонефтеводопроявлениями: перед/до прострелочно-взрывных работ в скважине, обработке призабойной зоны скважины, срыва и подъема пакерного устройства; после гидроразрыва пласта, свабирования;
* обеспечить применение в бригадах ТКРС электронной системы контроля и регистрации параметров технологической жидкости, закачиваемой в скважину, с замером 5-ти параметров: объем, удельный вес, давление закачки, время и дата проведения работ.

## ПРИ ВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ И ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ

* + 1. Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах выполняются геофизическими организациями.
    2. 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. Готовность территории и скважины для проведения геофизических работ подтверждается двусторонним актом.
    3. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя организации, в ведении которого находится скважина. К геофизическим работам могут привлекаться работники Общества и его оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследований.
    4. Геофизические работы должны проводиться в строгом соответствии с технологическими картами или планами работ (при ПВР; геофизических методах воздействия на пласт) на основании заявок на проведение геофизических исследований и работ Управления геологического сопровождения бурения скважин, Управления повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий, Управления геологоразведочных работ, ресурсной базы и лицензирования.
    5. Ремонт скважин с использованием оборудования и приборов, спускаемых на канатах и геофизических кабелях, проводится при обеспечении следующих условий: работы по профилактическому ремонту скважин должны проводиться по планам, утвержденным Обществом; работы по ревизии клапана - отсекателя, их периодичность выполняются в соответствии с рекомендациями фирмы-изготовителя и требованиями ЛНД Общества.
    6. Освоение скважин после завершения ремонтных работ должно производиться с участием отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий Общества.
    7. Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям бурения и эксплуатации скважин.
    8. Для проведения геофизических работ в скважинах под давлением в комплект наземного оборудования должны входить лубрикаторные устройства, Лубрикатор должен быть паспортизирован. Перед установкой на скважину лубрикатор подвергается гидравлическому испытанию на давление, ожидаемое на устье скважины. После установки и перед каждой операцией лубрикатор необходимо проверить на герметичность постепенным повышением давления продукции скважины. Гидравлические испытания лубрикаторов на рабочее давление должны проводиться не реже одного раза в шесть месяцев.
    9. Члены буровой бригады должны проходить инструктажи по методам безопасной работы с геофизическим оборудованием и взаимодействию во время проведения геолого-технологических исследований.
    10. Начальник партии (отряда) обязан оперативно информировать бурового мастера (бурильщика) и фиксировать в буровом журнале возможность возникновения осложнения или аварийной ситуации.
    11. 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.
    12. Устье скважины перед ПВР в эксплуатационной колонне должно быть оснащено ПВО по утвержденной схеме и согласованной с ПФС, а скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью, определенной планом работ. Перед производством ПВР (разведочные скважины), на скважину обязаны пригласить с предоставлением транспорта представителя ПФС, для проверки монтажа ПВО, документации, опрессовки ПВО, инструктажа, проведения контрольной тревоги и выдачи разрешения на производство ПВР. Вовремя 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 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534.
    13. Проведение проверок состояния противофонтанной безопасности геофизических организаций, проводящих исследования на эксплуатационном фонде добывающих и нагнетательных скважинах, осуществлять геологами ЦДНГ не менее одного раза в месяц. По результатам проверок составлять акты, с предоставлением в управление повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий Общества.
    14. Перед проведением работ с применением источников ионизирующего излучения ствол скважины должен быть прошаблонирован скважинным прибором без источника или шаблоном с массогабаритными характеристиками, соответствующими этому прибору.

## ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

* + 1. При передаче пробуренной скважины из бурения в эксплуатацию должны быть представлены документы по испытанию фонтанной арматуры (в том числе опрессовки арматуры фонтанной после монтажа на устье скважины по окончанию бурения), паспорта и акты опрессовки устьевого оборудования, отдельных узлов и деталей, изготовленных на базах производственного обеспечения, которые соответствуют техническим условиям (эскизы, размеры, характеристики материала, из которого изготовлены отдельные узлы и детали), согласованным с ПФС. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта.
    2. Систематически вести наблюдения за работой оборудования. Периодичность контроля определяется организацией, эксплуатирующей оборудование, в зависимости от наличия коррозионно-активных веществ в скважинной среде, места расположения скважины. Проводимые операции по техническому обслуживанию и изменению режима эксплуатации необходимо регулярно записывать в предназначенные для этих целей журналы.
    3. В ходе проверки оборудования необходимо обращать особое внимание на: наличие повреждений деталей и узлов; наличие утечек газа, газового конденсата и нефти во фланцевых, резьбовых и других соединениях и комплектность, и затяжку гаек, шпилек и болтов соединений, а также правильность их установки; периодически, не реже одного раза в месяц, следует продувать вентили и измерять давление в межколонном пространстве.
    4. По мере необходимости производить окраску оборудования для защиты ее от коррозии.
    5. Выявленные в процессе эксплуатации неисправности должны быть устранены.
    6. При эксплуатации скважин должны приниматься меры, направленные на повышение устойчивости устьевого оборудования от повреждений и разрушений в течение срока эксплуатации.
    7. Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой либо специальным устьевым устройством, обеспечивающим герметизацию трубного и затрубного пространств и невозможность их сообщения, проведение глубинных исследований, замера межколонного давления. Обвязка выкидных линий трубного и затрубного пространства должна позволять проводить разрядку скважины, подачу газа, технологических жидкостей, химических реагентов в затрубное пространство, выполнение технологических операций, включая глушение скважины. Проходное отверстие для силового кабеля в устьевой арматуре должно иметь герметичное уплотнение.
    8. Колонные головки, фонтанные арматуры, пакерные узлы, задвижки фонтанных арматур, установленные на устье скважины должны обслуживаться персоналом цехов добычи согласно графику планово-предупредительного ремонта, утвержденному первым заместителем генерального директора – главным инженером Общества, с записью выявленных недостатков в соответствующем журнале.
    9. При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, запрещается установка и пользование контрольно-измерительными приборами:
* не имеющими клейма или свидетельства о поверке, с просроченным клеймом или свидетельством о поверке;
* без свидетельства об аттестации (для контрольно-измерительных приборов, подлежащих аттестации);
* отработавшими установленный срок эксплуатации; - поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке
  + 1. В процессе эксплуатации скважины должен осуществляться контроль межколонного давления 1 раз в 15 календарных дней, с записью в журнале.
    2. Фонтанная арматура в собранном виде до установки на устье, должна быть опресована на рабочее давление, предусмотренное паспортом, с выдержкой под внутренним давлением 30 минут. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включаются механики ЦДНГ Общества. После установки на устье скважины фонтанная арматура опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включаются мастер или начальник участка ЦДНГ Общества.

Устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением запрещаются.

## ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

1. В целях предупреждения газонефтеводопроявлений, открытых фонтанов при бурении, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, проведении исследований, ликвидации и эксплуатации скважин обеспечивается заключение долгосрочных трёхгодичных договоров на выполнение профилактических работ с ПФС/ПФВЧ.
2. Проведение профилактической работы по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на каждом объекте бурения, освоения после бурения, эксплуатации, реконструкции, ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации скважин с проверкой противовыбросового оборудования проводится не реже одного раза в месяц (в каждой бригаде и на каждом производственном объекте, на котором в течение месяца выполняются работы по бурению, освоению после бурения, эксплуатации, реконструкции, ремонту, техническому перевооружению, консервации и ликвидации скважин), обязательно участие представителя ПФС (ПФВЧ) в опрессовках ПВО после монтажа в бригадах бурения, ТКРС, ЗБС, освоения, испытания.
3. Работники профилактики ПФС/ПФВЧ свою работу осуществляют по месячным планам, утверждаемым руководством ПФС/ПФВЧ.
4. Работники противофонтанной военизированной службы, аварийно-спасательные службы и формирования имеют право беспрепятственного ввода и передвижения на объекты ООО «РН-Ванкор», при своевременном оформлении пропусков в соответствии со Стандартом ООО «РН-Ванкор» №П3-11.01 С-0013 ЮЛ-583 «Пропускной и внутриобъектовый режим на территории производственных и иных объектов».
5. Обследование объектов работниками ПФС/ПФВЧ проводится, в присутствии ответственного лица за проведение работ на ОПО от подрядчика или Общества.
6. Профилактические обследования объектов работниками ПФС/ПФВЧ проводятся как в составе комиссий, так и индивидуально.
7. По типу проверки обследования могут быть целевыми или комплексными. Целевые проверки проводятся по одному или нескольким вопросам профилактической работы, в том числе по выполнению требований приказов/писем Общества, ПАО «НК «Роснефть» и указаний Минэнерго России и Ростехнадзора России, а также по контролю за устранением ранее выявленных нарушений. Комплексные проверки включают в себя весь комплекс профилактической работы, проводимой на объекте.
8. Выявленные при проверке нарушения должны быть немедленно устранены, а которые невозможно устранить в ходе проверки, записываются в "Журнал проверки состояния условий труда" на объекте с указанием сроков устранения и ответственных лиц. Одновременно выписывается предписание.
9. Предписание составляется в 2-х экземплярах, один из которых вручается техническому руководителю (главный инженер, генеральный директор) организации, задействованной на ОПО или лицу, ответственному за состояние противофонтанной безопасности, назначенному приказом организации, выполняющей работы на ОПО, второй экземпляр остается у работника ПФС/ПФВЧ, выдавшего предписание.
10. Выдача работниками ПФС/ПФВЧ повторных предписаний не допускается.
11. Контроль за своевременным выполнением выданных предписаний работники ПФС осуществляют путем личной проверки объекта или по официальным письменным уведомлениям.
12. В зависимости от степени опасности месторождений обслуживаемыми организациями подрядчика или ООО «РН-Ванкор» совместно с ПФС/ПФВЧ определяется перечень видов работ, на производство которых выдаются разрешения ПФС/ПФВЧ.
13. Разрешение на дальнейшее углубление скважины или на производство работ по освоению, испытанию и ремонту скважин (кроме 3 категории опасности), выдается работником ПФС/ПФВЧ после монтажа на устье противовыбросового оборудования при отсутствии отступлений от утвержденной схемы обвязки, нарушений правил безопасности. Проверяется также обученность персонала по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях", степень подготовленности к выполнению первоочередных действий при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. Разрешение составляется в 2-х экземплярах, один из которых вручается главному инженеру или генеральному директору, второй остается у работника ПФС/ПФВЧ, выдавшего его. Одновременно с выдачей разрешения производится соответствующая запись в "Журнале проверки состояния условий труда" на объекте.
14. С целью проверки степени готовности персонала к выполнению первичных действий, работниками ПФС/ПФВЧ проводятся контрольные учебно-тренировочные занятия по сигналу "Выброс" с последующим разбором действий вахты. Результаты заносятся в "Журнал учета проведения учебных тревог".
15. При обнаружении на обследуемых объектах нарушений действующих правил и инструкций, в результате чего возникает опасность для жизни людей или возникновения открытого фонтанирования, работник ПФС/ПФВЧ выдает запрещение на дальнейшее производство работ на объекте.
16. Запрещение составляется в 2-х экземплярах, один из которых вручается техническому руководителю (главный инженер, генеральный директор) организации, задействованной на ОПО, второй остается у работника ПФС/ПФВЧ, выдавшего его. Одновременно производится соответствующая запись в "Журнале проверки состояния условий труда" на ОПО.
17. Разрешение на возобновление работ после запрещения выдается работником ПФС/ПФВЧ после того, как он лично убедится в устранении нарушений. Одновременно производится запись в "Журнале проверки состояния условий труда" на объекте. Разрешение оформляется в 2-х экземплярах, один из которых вручается мастеру бригады, второй остается у работника ПФС/ПФВЧ.
18. В исключительных случаях, при невозможности своевременного прибытия работника ПФС/ПФВЧ на объект (из-за метеорологических условий, болезни и т.д.) для выдачи разрешения, по согласованию с руководством ПФС/ПФВЧ, разрешение выдается комиссией подрядной организации, производящей работы на ОПО с оформлением соответствующего акта. При первой возможности работник ПФС/ПФВЧ должен проверить данный объект.
19. В случае производства работ по углублению, освоению, испытанию и ремонту скважин без разрешения ПФС/ПФВЧ или при наличии запрещения, работник ПФС/ПФВЧ обязан поставить в известность об этом Общество и ПФС/ПФВЧ.
20. Объем работ по оказанию услуг по профилактике ГНВП и ОФ осуществляется силами ПФС/ПФВЧ и включает:

* изучение производственной обстановки, техники и технологии производственных процессов;
* осуществление надзора за соблюдением работниками обслуживаемых организаций нормативных документов по фонтанной безопасности;
* участие, совместно со специалистами обслуживаемых организаций, в разработке и внедрении в производство организационно-технических мероприятий, рекомендаций, инструкций и методических указаний по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП;
* проведение инструктажей по вопросам предупреждения и раннего обнаружения ГНВП и газобезопасности;
* практическое обучение работников бригад, занимающихся бурением, освоением после бурения, эксплуатацией, реконструкцией, ремонтом, техническим перевооружением, консервацией и ликвидацией скважин, первоочередным действиям при возникновении ГНВП;
* участие в проведении монтажа и опрессовки ПВО на устье скважин;
* выдачу разрешений на дальнейшее углубление скважин после монтажа на устье ПВО, на производство работ по освоению, испытанию и ремонту скважин;
* запрещение производства работ на скважинах при обнаружении нарушений, создающих опасность для жизни людей, и условий возникновения ОФ;
* выдачу предписаний по устранению выявленных нарушений и проверку своевременного их выполнения;
* участие в работе комиссии по расследованию причин возникновения ГНВП и ОФ и разработке мероприятий по их предупреждению;
* участие в работе технических совещаний Общества по вопросам фонтанной безопасности;
* осуществление контроля за ремонтом ПВО на базах производственного обслуживания, участие в его опрессовках;
* участие в разработке инструкций и схем обвязки устья скважин ПВО;
* проверке на объектах наличия, условий хранения и готовности к применению СИЗ, газоанализаторов, искробезопасного инструмента, средств пожаротушения, а также умения персонала пользоваться перечисленными средствами;
* участие в работе комиссий организаций по проверке знаний производственным персоналом нормативных документов по фонтанной безопасности;
* оказание помощи обслуживаемым организациям во внедрении оборудования и приспособлений для предупреждения возникновения и ликвидации ГНВП и ОФ;
* своевременное пополнение складов АЗ принятым по актам Общества оборудованием, приспособлениями и материалами, применяемыми при ликвидации ГНВП и ОФ, в соответствии с перечнем, утвержденным Обществом;
* обеспечение надлежащего хранения и использования по назначению оборудования, приспособлений и материалов складов АЗ.

# Требования к персоналу

* 1. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению после бурения, реконструкции, ремонту, техническому перевооружению, консервации и ликвидации скважин, ведению геофизических и ПВР на скважинах, специалисты по предупреждению и ликвидации ГНВП и ОФ, инженеры-супервайзеры, работники, ответственные за предупреждение и ликвидацию ГНВП и ОФ всех уровней управления должны дополнительно проходить раз в 2 года подготовку и проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП». Обязательным условием для подготовки и проверки знаний работников в Обществе, подрядных организациях, входящих в периметр ПАО «НК «Роснефть» осуществляющих строительство скважин, ТКРС, или специализированных учебных центрах и организациях является наличие компьютерных тренажерных комплексов, полностью имитирующих технологический процесс, для отработки действий по контролю скважины при ГНВП и ОФ. Обществом могут быть установлены дополнительные требования к отдельной категории указанных работников по обязательному прохождению ими обучения и проверки знаний по курсу «Контроль скважины в соответствии с требованиями ЛНД Общества и дополнительными требованиями ПАО «НК «Роснефть». Управление скважиной при ГНВП» в учебных заведениях, имеющих профессионально-общественную аккредитацию, согласно Федеральному закону от 29.12.2012 № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации».
  2. Каждый работник текущего, капитального ремонта и бригад освоения, бурения и ЗБС, геофизических партий должен знать:
* свои обязанности при герметизации устья и предотвращению перехода проявления в открытое фонтанирование;
* действия вахты при возникновении открытого фонтана;
* действия по методам глушения скважин и ликвидации ГНВП.
  1. Практическое обучение должно производиться в соответствии с ПЛА. Периодическая проверка знаний у рабочих бригад текущего, капитального ремонта и бригад освоения, бурения скважин, по их действиям при ГНВП должна проводиться одновременно с приемом экзаменов по охране труда, промышленной безопасности и в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534).
  2. Буровым супервайзерами проводится периодический тренинг (не реже 1 раз в квартал) на компьютерном тренажере для закрепления практических навыков по контролю скважины при ГНВП и ОФ.
  3. Буровым супервайзерам и инженерному персоналу управления супервайзинга бурения, а также персоналу станции ГТИ проводится внеплановая проверка знаний на основе разработанной "Программы ООО "РН-Ванкор" для проверки знаний требований фонтанной безопасности на объектах ООО "РН-Ванкор".

Работники ТКРС и ЗБС, вновь устроившись на работу по прибытию на месторождение должны пройти проверку знаний по ГНВП, проводимую лицами ответственными за допуск персонала к работе.

# Подготовка скважин к проведению работ

* 1. Выполнение строительно-монтажных работ (затаскивание и стаскивание 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.

Для получения разрешения (кроме скважин 3 категории опасности возникновения ГНВП для ТКРС) от противофонтанной службы на производство работ (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) мастер подрядной организации должен иметь на скважине следующую документацию:

* план работы на ремонт скважины, утвержденный и согласованный в установленном порядке для каждого вида работ, с указанием ожидаемых изменений категории скважины с точки зрения возможности возникновения ГНВП и его интенсивности (согласование плана работ с ПФС только для строительства скважин (бурение), ТКРС, ЗБС, освоение и испытание, консервация и ликвидация);
* проектная документация на строительство скважины, групповой рабочий проект (строительство скважин), проект на ЗБС;
* паспорт (заверенную копию паспорта) и руководство по эксплуатации (обслуживанию) завода изготовителя на ПВО: шаровые краны, обратные клапана, надпревенторную катушку, переходную и дистанционную катушку, адаптер, крестовину, превентора, манифольд и его элементы, БД, БГ, (задвижки, в том числе гидравлические, дроссель), станцию (пульт) управления превенторами, элементы манифольдной линии ПВО (адаптеры, кубы, тройники буферные, уголки кованные поворотные, патрубки);
* паспорт колонной головки;
* паспорт и акт опрессовки или акт проведения ультразвуковой диагностики на нулевой патрубок (строительство скважин);
* схему фактического монтажа ПВО с указанием на ней габаритных и присоединительных размеров;
* типовую схему монтажа ПВО для 1, 2, категории опасности скважин, а также строительства, реконструкции скважин;
* акт опрессовки ПВО (превентора совместно с надпревенторной катушкой, манифольда и его элементы, БД и БГ, шаровых кранов, обратных клапанов, аварийной запорной компоновки, патрубков, задвижек), а также элементы манифольдной линии ПВО (адаптеры, кубы, тройники буферные, уголки кованные поворотные, патрубки) на стенде в РММ месторождения на рабочее давление указанное в паспорте, в присутствии представителя ПФС (выборочно, согласно перечня согласованного с ПФС);
* ведомость на смонтированное ПВО;
* акт опрессовки ПВО на устье на возможно ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны;
* Инструкцию ООО «РН-Ванкор» № П3-05 И-87865 ЮЛ-583 «Предупреждение газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при бурении, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, проведении исследований, ликвидации и эксплуатации скважин», с ознакомлением бригады под роспись;
* инструкцию по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования разработанную подрядчиком, с ознакомлением бригады под роспись;
* журнал проведения тревог "Выброс" ([Приложение 4](#Приложение4));
* журнал проведения инструктажей;
* журнал ежесменной проверки ПВО;
* сертификат на крепежные детали (шпильки);
* акт приема-передачи скважины;
* акт готовности скважины к ремонту (пусковой акт);
* акт проверки азота в ПГА;
* акт о заливке спирта в зимнее время в гидробак станции управления превенторами;
* акт на глушение скважины (если предусмотрено планом работ);
* акты (копии) опрессовок фланцевых соединений 1 и 2 секций колонной головки и фланцевых соединений колонной головки и трубной головки (крестовины) АФК на устье скважины на давление, указанное в проектной документации на строительство скважины с выдержкой 15 мин;
* ПЛА (оперативная часть, вывешенная в доступном персоналу месте) с ознакомлением персонала бригады под роспись;
* паспорт на гидравлическое масло;
* сведения о наработке шарового крана, обратного клапана;
* копии заключений экспертизы промышленной безопасности на ПВО (в случаях истечения сроков нормативной эксплуатации), при отсутствии срока службы, необходимо сделать запрос заводу изготовителю, для предоставления данной информации;
* документы по прохождению ПВО дефектоскопии с периодичностью не реже 1 раз в год (перечень оборудования, подлежащего прохождению дефектоскопии, согласовывается с ПФС);
* телефоны экстренных служб (ПФС, пожарная охрана и т.д.);
* расчетная таблица долива скважины;
* акт опрессовки сбросовых линий после монтажа на скважине;
* акт опрессовки линии от блока дросселирования до сепаратора;
* акт опрессовки гидросистемы и гидравлических линий.

Кроме того, в бригадах освоения и испытания, ЗБС, а также в бригадах ремонта скважин, должны быть:

* паспорт фонтанной арматуры с актом гидравлического испытания на стенде РММ;
* паспорт колонной головки;
* копия акта опрессовки межколонного пространства.
  1. 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 гидроуправления 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 плашек, установленных в превенторах;
* размеры надпревенторной и переходных катушек;
* наименование газообразного агента в гидроаккумуляторе;
* присоединительные размеры фланцев.

Ведомость хранится в бригаде на время проведения работ на скважине.

* 1. В соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена по выбранной технологии (п.13.4.) в порядке, установленном планом работ на ремонт скважины. Плотность раствора, безопасный статический уровень, объем глушения и его цикличность рассчитывается и определяются технологами ЦДНГ, цеха поддержания пластового давления Общества, на основании пластового давления, газового фактора и состава жидкости глушения, предоставленного геологами ЦДНГ и отражаются в плане–заказе и технологическом плане работ на глушение.
  2. Выбор технологии глушения скважины заключается в определении:
* количества циклов,
* направления закачки,
* скорости закачки,
* доведения блокирующего состава до интервала перфорации (фильтра).
  + 1. Количество циклов глушения. В зависимости от вида насосного оборудования, глубины его спуска, давления и коллекторских свойств пласта, глушение производится заменой скважинной жидкости:
* одноцикличной,
* двух- или многоцикличной.

Условия и порядок глушения скважин:

* низ колонны НКТ спущен до интервала перфорации или размещен не выше 150 метров от верхних перфорационных отверстий;
* низ колонны, установлен выше 150 м от интервала перфорации, если есть возможность продавливания в продуктивный пласт жидкости находящейся ниже насоса (воронки НКТ, пакера, ГНО и т.д.).

Порядок глушения скважин подразумевает глушение в несколько циклов.

Первый цикл:

* полностью стравливается газ из затрубного пространства;
* закачивается ЖГ в количестве, равном объему скважины от низа колонны НКТ (приема насоса) до устья;
* закрывается скважина для осаждения ЖГ на забой.

Время отстоя определяется по формуле:

Т(отс.) = (Н1-Н2)/V(отн.),

где:

Т(отс) - время отстоя, час;

Н1 – расстояние от устья до верхних перфорационных отверстий, м;

Н2 – высота столба закачанной жидкости, м.

V(отн.) = 144 м/час – относительная скорость движения газоконденсата (нефти) и воды в условиях отстоя. Оптимальная величина скорости оседания, определена РД 153-39-023 и составляет 0,04 м/с (144 м/час).

Второй цикл по окончании времени отстоя заменить всплывшую жидкость (нефть или газоконденсат) на ЖГ в объеме равном объему скважины от низа колонны НКТ до забоя скважины.

Основное осложнение при глушении с горизонтальным щелевым фильтром при риске поглощения (АНПД), а также скважин с высоким газовым фактором более 200м3/т (или горизонтальные скважины с ГРП) – поглощение ЖГ на пласт или в трещину ГРП. Глушение проводят с установкой БС на перфорированный интервал горизонтального ствола скважины.

Для гарантированной установки БС на продуктивный интервал в скважинах с АНПД или риском поглощения используется метод обратной закачки (по затрубному пространству) в режиме «на продавку БС» при закрытой устьевой задвижке на НКТ. Порядок глушения:

1. Закачка БС в затрубное пространство на циркуляции в объеме, превышающий в 1,5-2 раза расчетный.
2. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на продавку» при закрытой устьевой задвижке на НКТ в объеме скважины минус объем НКТ минус объем БС.
3. Разрядка и выпуск газа из НКТ. Уравновешивание давления в НКТ и затрубном пространстве. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме НКТ.

Глушение скважины с интервалом поглощения (негерметичности эксплуатационной колонны) над интервалом перфорации проводят с установкой БС в объеме, перекрывающем интервал негерметичности на 100-200 метров по эксплуатационной колонне и обеспечивающем продавку на проявляющий (поглощающий) пласт в объеме не менее 1 м3 на метр поглощающего (проявляющего) интервала. В случае проявлений газа, газоконденсата или нефти из интервала негерметичности рекомендуется использовать БС без содержания твёрдой фазы. В случае проявлений воды из интервала негерметичности рекомендуется использовать БС с содержанием твёрдой фазы.

Для гарантированной установки БСГ на продуктивный интервал в скважинах с АНПД или риском поглощения используется метод обратной закачки в режиме «на продавку БС» при закрытой устьевой задвижке на НКТ.

Стадии глушения:

1. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме колонны НКТ.
2. Закачка БС в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме затрубного пространстваот устья до интервала негерметичности.
3. Закачка БСГ в затрубное пространство в режиме «на продавку» в оставшемся объеме БЖ.
4. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на продавку» в объеме затрубного пространства скважины от устья до интервала негерметичности минус 200 метров.

Разрядка и выпуск газа из НКТ. Уравновешивание давления в НКТ и затрубном пространстве.

Глушение скважин в два и более цикла производится при нахождении ГНО на 150 м выше верхних перфорационных отверстий и низкой проницаемости пласта, обуславливающей невозможность закачки жидкости глушения на поглощение.

* + 1. Направление закачки жидкости глушения. Прямой способ осуществляется посредством нагнетания жидкости глушения в трубное пространство НКТ. Обладает рядом преимуществ:
* меньшая продолжительность операции,
* меньшее рабочее давление, создаваемое насосным агрегатом,
* отсутствие противодвижения жидкостей: закачиваемой ЖГ и всплывающей скважинной жидкостью.

При обратном способе жидкость глушения закачивается в межтрубное пространство между эксплуатационной колонной и колонной НКТ. Способ оправдан при невозможности сбивания циркуляционного клапана насоса или при рисках непрохождения жидкости глушения через подземное оборудование способом прямой закачки.

* + 1. Скорость закачки жидкости глушения определяется величиной пластового давления:
* АВПД – максимальная, превышающая производительность скважины, при исключении превышения давления закачки предельно допустимых величин (давление опрессовки эксплуатационной колонны);
* нормальное или АНПД – в целях минимизации репрессии на продуктивный пласт и снижения объемов поглощения скважинной жидкости продуктивным пластом скорость закачки не более 200 литров ЖГ в минуту (3 л/с).
  + 1. Способ доведения первой пачки жидкости глушения до кровли интервала перфорации (фильтра) скважины. Для месторождений, характеризующихся низкой проницаемостью продуктивных пластов или высоким содержанием глинистых минералов в составе коллектора нефти, доведение первой пачки жидкости глушения до кровли интервала перфорации (фильтра) скважины более целесообразно способом осаждения. Первая пачка жидкости глушения замещается в режиме циркуляции и располагается в затрубном пространстве от уровня приема глубинного насоса и выше. Скважина оставляется на уравновешивание (стабилизации) раствора на необходимое время для осаждения первой пачки до кровли интервала перфорации (фильтра).

Расчетное время оседания жидкости глушения, определяют по формуле:

T = H / V, с,

где:

Н – расстояние от приема насоса (низа хвостовика) до забоя скважины, м,

V – скорость замещения жидкостей, м/с (ориентировочно можно принять 0,04 м/с либо 144 м/час) согласно РД 153-39-023-97.

* + 1. Требования по избыточному давлению на устье скважины. Превышение избыточного давления при закачке раствора глушения через УЭЦН (прямой промывкой) выше 6,0 кгс/см2 возможно по согласованию с технологами ЦДНГ и отделом супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий ООО «РН-Ванкор». Во всех остальных случаях величина избыточного давления ограничивается давлением опрессовки эксплуатационной колонны.
    2. Требования к температуре закачиваемой жидкости глушения. Для предотвращения кристаллизации солей, выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений или гидратообразования в скважине и экстремальных воздействий на эксплуатационную колонну температура закачиваемой жидкости глушения не должна быть ниже 20˚С. При закачке нефтяной оторочки перед глушением для прогрева ствола скважины возможно применение агрегата для депарафинизации.
  1. После монтажа на устье ПВО, для получения разрешения на производство работ, вызывается представитель ПФС на подготовленный объект для проверки качества его монтажа, проведения опрессовки, готовности бригады к производству работ по скважине и выдачи разрешения на производство работ. Письменная заявка на вызов представителя ПФС подается за 24 часа на имя руководителя подразделения ПФС на электронный адрес.
  2. Опрессовка межколонного пространства проводится на этапе бурении скважин водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см2 (0,5 МПа).

Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливаются проектной документацией на строительство скважины.

Присутствие представителя Общества обязательно. По результатам опрессовки составляется акт.

* 1. Площадка у устья скважины должна иметь твердое покрытие и обеспечивать сток жидкости с неё в предназначенное место сбора. Шахта устья должна быть закрыта разъемной решеткой.

# Буровые растворы и рабочие жидкости

* 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.
  2. Плотность технологического раствора при вскрытии газонефтеводосодержащих отложений должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.
  3. Проектные (плановые) и фактические решения по выбору плотности технологического раствора 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.
  1. Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения технологического раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.
  2. По совместному решению проектной организации, Общества и подрядчика допускаются отклонения от требований п. 14.3 Инструкции 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 службой;
* при проектировании и строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).
  1. Не допускается отклонение плотности технологического раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на +/- 0,03 г/см3 от установленной проектной документацией величины (кроме случаев ликвидации ГНВП).
  2. 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.
  3. Повышение плотности технологического раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений и прокачивания пачек бурового раствора с повышенной вязкостью и более низкими реологическими свойствами в целях удаления шламовой подушки в горизонтальном стволе скважины, прокачивания пачек бурового раствора повышенной плотности при гидроочистке ствола скважины от обвального шлама, а также при бурении без выхода циркуляции).
  4. При применении технологических растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно - эмульсионных и др.) обеспечивается разработка (в случае отсутствия) и исполнение буровыми подрядчиками дополнительных мероприятий по обеспечению безопасности при работе с растворами на углеводородной основе:
* меры по снижению загазованности и загрязнению рабочих мест (герметизация емкостей, местная вытяжная вентиляция из емкостей, местная вытяжная вентиляция над виброситами и т.п.);
* модернизация приточно-вытяжной вентиляции в случае несоответствия её параметров требуемым при работе с растворами на углеводородной основе (в условиях повышенного риска образования взрывоопасной смеси паров углеводородов с воздухом);
* установка дополнительных датчиков газоанализаторов;
* разработка инструкций для персонала по безопасной работе с растворами на углеводородной основе (нефтепродуктами);
* меры по обеспечению безопасного хранения запаса нефти (нефтепродуктов) для приготовления растворами на углеводородной основе и её безопасной перекачки (с учетом требований Приказа от 15.12.2020 г. № 529 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов»);
* для предупреждения возможности накопления зарядов статического электричества и возникновения опасных разрядов при выполнении технологических сливоналивных операций с нефтепродуктами должно быть предусмотрено заземление цистерн, трубопроводов, наливных устройств, а также ограничение скорости налива в начальной и конечной стадиях налива.
* соответствие исполнения электрооборудования буровых установок классу взрывоопасных зон, в которых оно размещено, согласно требований Правил устройства электроустановок;
* замеры воздушной среды проводятся на устье скважины, в месте приготовления раствора, а при появлении загазованности принимаются меры по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м3 работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

# контроль за возможным возникновением газонефтеводопроявлений

Все работы по скважине допускаются только при полном составе вахты. В случае неполного состава вахты работы останавливаются, скважина герметезируется, обеспечивается её долив до устья. О неполном составе вахты сообщается дежурному диспетчеру и мастеру бригады. При перерывах в работе не зависимо от их продолжительности запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.

* 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 и превышении фонового значения на 5 %, должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом и их устранения.
  1. При проведении подъёма труб.
* подъём труб может производиться только при параметрах промывочной жидкости, соответствующих утверждённому Плану работ, проектной документации и только после промывки скважины до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции;
* запрещается превышение, утверждённым Планом работ и проектной документации, скорости подъёма труб;
* контроль за соответствием фактического объема доливаемой жидкости расчётному, производится согласно таблицы долива с составлением листа долива ([Приложение 7](#Приложение7), [Приложение 9](#Приложение9));
* при разнице между объемом доливаемого раствора и объёмом металла поднятых труб менее 0,2 м3 при ТКРС и ЗБС (при строительстве скважин 0,5 м3), спуск должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья;
* если при остановке подъёма труб наблюдается перелив раствора из скважины, устье герметизируется.
  1. При проведении геофизических работ и перфорации скважины с применением геофизического кабеля:
* контроль за уровнем жидкости в скважине при проведении перфорации осуществляет назначенное лицо (ответственный за долив скважины);
* при падении уровня производится долив жидкости в скважину, если уровень при этом восстановить не удается, 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 начальника геофизической партии производят рубку каротажного кабеля и герметизируется устье.
  1. Во всех случаях, при ГНВП, после герметизации устья скважины сообщается руководству подрядной организации, представителю ПФС по телефону Государственное унитарное предприятие Ямало-Ненецкого округа «Аварийно-спасательное формирование «Ямальская военизированная противофонтанная часть» (ГУП ЯНАО «АСФ «ЯВПФЧ») 8(3912) 745-699 доб. 777-03, 777-05, ведущему инженеру сектора по фонтанной, газовой и радиационной безопасности ОРАСФиРБ УРАСФ по телефону +7 (391) 274-56-99 доб. 75283, 77704 а так же направляется сводка-сообщение на электронные адреса: [pakalinovskiy@vn.rosneft.ru](mailto:pakalinovskiy@vn.rosneft.ru), [vpu-snlazarev@vn.rosneft.ru](mailto:vpu-snlazarev@vn.rosneft.ru), [vpu-kyusuhanov@vn.rosneft.ru](mailto:vpu-kyusuhanov@vn.rosneft.ru), [makorolev1@vn.rosneft.ru](mailto:makorolev1@vn.rosneft.ru) с кратким описанием обстоятельств произошедшего.
  2. Обязательным условием проведения геофизических работ (прострелочных и взрывных работ) на каротажном кабеле является наличие у геофизической партии специальных средств для безопасной рубки кабеля.
  3. Подрядной организацией, выполняющей работы на скважине, должны быть назначены лица ответственные за долив скважины (под роспись).
  4. С целью планирования выездов представителей ПФС для проведения внеплановых учебных тревог «Выброс», а также проведения внеплановых проверок бригад ЗБС, ТКРС, бригад освоения и испытания подрядными организациями каждые 4 часа должны предоставляться оперативные сводки в ПФС.

1. **ССЫЛКИ**
2. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
3. Федеральный закон от 29.12.2012 № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации».
4. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
5. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 529 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов».
6. Приказ Минэнерго РФ от 15.02.2001 № 52 «Об утверждении и введении в действие Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению возникновения открытого фонтанирования скважин на предприятиях нефтяной промышленности».
7. Постановление Правительства РФ от 15.09.2020 № 1437 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».
8. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98, утвержденная Постановлением Госгортехнадзора РФ от 31.12.1998 N 80.
9. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. РД 153-39-023-97, утвержденные Минтопэнерго РФ 18.08.1997.
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание.
11. ГОСТ 13862-90 (СТ СЭВ 6149-87, СТ СЭВ 6913-89, СТ СЭВ 6916-89). Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
12. Положение Компании № П3-05 С-0257 «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин».
13. Методические указания Компании № П2-05.01 М-0027 «Приготовление и применение жидкостей глушения».
14. 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».
15. Стандарт ООО «РН-Ванкор» № П3-11.01 С-0013 ЮЛ583 «Пропускной и внутриобъектовый режим на территории производственных и иных объектов».
16. Регламент бизнес-процесса ООО «РН-Ванкор» № П2-05.01 РГБП-0001 ЮЛ-583 «Производство текущего, капитального ремонта и освоение скважин».
17. Технологическая инструкция ООО «РН-Ванкор» № П1-01.05 ТИ-1385 ЮЛ-583 «Глушение скважин на месторождениях».
18. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-3154 ЮЛ-583 «Фонд скважин Лодочного месторождения».
19. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-2517 ЮЛ-583 «Фонд скважин Тагульского месторождения».
20. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-2541 ЮЛ-583 «Фонд скважин Сузунского месторождения».
21. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах ООО «РН-Ванкор» № П3-05 ПМЛПА-2451 ЮЛ-583 «Фонд скважин».

# ПРИЛОЖЕНИЯ

**Таблица 1**

**Перечень приложений к Инструкции ООО «РН-Ванкор»**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| 1 | Технические критерии к системам контроля и осуществления долива скважин при строительстве скважин и боковых стволов | Включено в настоящий файл |
| 2 | Технические критерии к системам осуществления долива скважин при текущем, капитальном ремонте, освоении, реконструкции, испытании, ликвидации и консервации скважин | Включено в настоящий файл |
| 3 | Типовой перечень аварийных ситуаций в части фонтанной безопасности | Включено в настоящий файл |
| 4 | Форма журнала проведения учебных тревог | Включено в настоящий файл |
| 5 | Перечень схем обвязки устья скважины | Включено в настоящий файл. |
| 6 | Типовой план практических действий в составе плана локализации и ликвидации аварий | Включено в настоящий фай |
| 7 | Лист долива/вытеснения для бригад бурения, ремонта скважин методом зарезки боковых стволов | Включено в настоящий фай |
| 8 | Карта глушения скважины | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 9 | Лист долива/вытеснения для бригад по ремонту, реконструкции, освоению, испытанию, ликвидации и консервации скважин | Включено в настоящий фай |

**ПРИЛОЖЕНИЕ** **1. ТЕХНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ К СИСТЕМАМ КОНТРОЛЯ И ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДОЛИВА СКВАЖИН ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

1) Требования к емкости долива:

* устанавливается ниже уровня стола ротора (желобной линии);
* рекомендуемый объем от 5 м3 до 15 м3;
* 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 м3 (при бурении), 0,2 м3 (при ЗБС, освоении\*);
* 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.

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.

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 ([Приложение 7](#Приложение7)), 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 станицей ГТИ. Буровая вахта ведет учет по нарастающей с начала подъема (спуска) каждые 100-150 м, станция ГТИ - на каждой свече;
* 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 окончанию  
  спуска (подъема) супервайзеру и буровому мастеру.

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

*Примечание:\* в случае освоения скважины с бурового станка*.

**ПРИЛОЖЕНИЕ** **2. ТЕХНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ К СИСТЕМАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДОЛИВА СКВАЖИН ПРИ ТЕКУЩЕМ, КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ, ОСВОЕНИИ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ИСПЫТАНИИ, ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН**

1) Требования к емкости долива:

* объем не менее 10 м3;
* корпус ёмкости должен иметь теплоизоляционное исполнение;
* емкость должна быть укомплектована линией долива длиной не менее 10 м. с теплоизоляцией;
* должен быть обеспечен обогрев, предотвращающий замерзание жидкости долива и задвижки при отрицательных температурах окружающей среды;
* должна быть оборудована механическим уровнемером со шкалой, имеющей цену деления не более 0,2 м3;
* шкала механического уровнемера должна быть в прямой видимости с пульта бурильщика.

2) Требования к режиму долива:

* перед каждым использованием доливной емкости проводить проверку работоспособности механического уровнемера;
* подача доливаемой жидкости в скважину осуществляется принудительно, насосом или цементировочным агрегатом при неисправности насоса на доливной емкости;
* режим долива должен быть постоянным при подъеме инструмента;
* в условиях отрицательных температур разрешается проводить, долив через каждые 100 м. принудительно насосом.

3) Требования по учету вытеснения:

* вытеснение жидкости должно проводиться в специальную ёмкость объемом не менее 2 м3, оборудованную механическим уровнемером, имеющим цену деления не более 0,2 м3.
* учет объема доливаемой (вытесняемой) жидкости ведется в сравнении с объемом поднятых (спущенных) труб и КНК/КНБК с заполнением листа долива/вытеснения ([Приложение](#Приложение8) 9), в листе долива/вытеснения в том числе указывается разница между объемами поднятых (спущенных) труб и жидкости долива (вытеснения);
* в вахте ведение листа долива/вытеснения поручается бурильщику или помощнику бурильщика, о чем мастером делается запись в журнале;
* в конце вахты лист долива (вытеснения) который ведет вахта, сдается мастеру (по окончании подъема или спуска) или передается следующей вахте, если работы по подъему/спуску продолжаются.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ТИПОВОЙ ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В ЧАСТИ ФОНТАННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

**1. ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА СУШЕ**

* 1. Газонефтеводопроявление при бурении, проработке, фрезеровании или промывке скважины, в т.ч. с применением верхнего силового привода.
  2. Газонефтеводопроявление при спуско-подъёмных операциях.
  3. Газонефтеводопроявление при спуске обсадной колонны (в т.ч. хвостовика) и при обрыве обсадной колонны в процессе спуска/подъёма в скважину/из скважины.
  4. Газонефтеводопроявление при отсутствии бурильного инструмента или обсадной колонны в скважине.
  5. Газонефтеводопроявление при проведении геофизических работ в открытом стволе.
  6. Газонефтеводопроявление при проведении геофизических работ в бурильных трубах.
  7. Газонефтеводопроявление при спуске эксплуатационной колонны с применением спайдер-элеватора (в т.ч. при невозможности демонтажа спайдер элеватора).
  8. Газонефтеводопроявление в случае прихвата (заклинивания) бурильного инструмента при бурении.
  9. Газонефтеводопроявление при ожидании затвердевания цемента за обсадной колонной (кондуктор, техническая, эксплуатационная колонны).
  10. Газонефтеводопроявление при сборке/разборке компоновки низа бурильной колонны.
  11. Газонефтеводопроявление при цементировании обсадных колонн (кондуктор, техническая, эксплуатационная колонны).
  12. Открытое фонтанирование (в том числе на пробуренных ранее скважинах кустовой площадки).
  13. Разрушение (полное или частичное) и (или) падение буровых вышек (мачт) и их частей на соседние скважины, скважины кустовой площадки.
  14. Газонефтеводопроявление в условиях отказа гидросистемы превенторной установки (закрытие ППГ вручную).
  15. Срабатывание стационарных газоанализаторов с получением предупредительного сигнала в процессе контроля состояния воздушной среды в местах, где возможно образование или проникновение воспламеняющихся смесей при пороговом значении 20% от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами.
  16. Срабатывание стационарных газоанализаторов с получением предупредительного сигнала в процессе контроля состояния воздушной среды в местах, где возможно образование или проникновение воспламеняющихся смесей при пороговом значении 50% от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами с последующим отключением оборудования и механизмов.
  17. ГНВП в условиях полного отключения оборудования и механизмов при обесточивании буровой установки.
  18. Потеря веса в процессе спуска обсадной колонны.

**2. ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН**

2.1. Разгерметизация кабельного ввода на скважинах, оборудованных УЭЦН, УЭДН, УЭВН при невозможности устранения негерметичности методом протягивания сальникового уплотнения.

2.2. Обрыв полированного штока на устье скважины, оборудованной УШГН, с разгерметизацией устья (открытый фонтан).

2.3. Разгерметизация фонтанной арматуры (манифольдной задвижки).

2.4. Разгерметизация фланцевых соединений АФ (крестовина – затрубная задвижка, крестовина – затрубная полевая задвижка, крестовина – центральная задвижка, крестовина – колонная головка).

2.5. Грифонообразование (Обнаружение грифона) добывающей, артезианской скважины.

2.6. Разгерметизация кабельного ввода на скважинах, оборудованных УЭЦН, УЭДН, УЭВН при невозможности устранения негерметичности методом протягивания сальникового уплотнения с возгоранием.

2.7. Обрыв полированного штока на устье скважины, оборудованной УШГН, с разгерметизацией устья (открытый фонтан) с возгоранием.

2.8. Разгерметизация фонтанной арматуры (манифольдной задвижки) с возгоранием.

2.9. Разгерметизация фланцевых соединений АФ (крестовина – затрубная задвижка, крестовина – затрубная полевая задвижка, крестовина – центральная задвижка, крестовина – колонная головка) с возгоранием.

2.10. Грифонообразование (обнаружение грифона) добывающей, артезианской скважины с возгоранием.

2.11. Газонефтеводопроявление из ликвидированной скважины.

2.12. Открытый фонтан из ликвидированной скважины.

**3. ТКРС (ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ, ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ, ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ – ГИРС)**

3.1. Газонефтеводопроявление при проведении спуско-подъёмных операций.

3.2. Газонефтеводопроявление при проведении спуско-подъёмных операций с ЭЦН, электрическим диафрагменным насосом, электрическим винтовым насосом.

3.3. Газонефтеводопроявление при бурении или промывке скважины.

3.4. Газонефтеводопроявление при отсутствии в скважине насосно-компрессорных труб или бурильного инструмента.

3.5. Газонефтеводопроявление при проведении геофизических или прострелочно-взрывных работ.

3.6. Газонефтеводопроявление при спуске или подъёме насосных штанг (штанговый превентор).

3.7. Газонефтеводопроявление при спуске или подъёме насосных штанг, диаметр которых не соответствует установленным в превенторе плашкам (штанговый превентор).

3.8. Газонефтеводопроявление при отсутствии в скважине насосных штанг (штанговый превентор).

3.9. Газонефтеводопроявление при промывке парафино-гидратной пробки в скважине (Комплект оборудования для промывки скважин).

3.10. Газонефтеводопроявление при проведении геофизических или прострелочно-взрывных работ в составе бригады ТКРС.

3.11. Газонефтеводопроявление при монтаже/демонтаже электроцентробежного насоса c применением адаптера.

3.12. Газонефтеводопроявление при разборке, сборке длиноразмерного оборудования (погружного насоса обурочной трубы, обмывочной трубы и т.п.) при открытом устье скважины, исключающем возможность герметизации скважины с применением запорной компоновки.

3.13. Разрушение (полное или частичное) и (или) падение мачт и их частей, установки для ремонта скважины на соседние скважины, скважины кустовой площадки.

**4. РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН - ЗАРЕЗКА НОВЫХ СТВОЛОВ (МЕТОД ВЫРЕЗКИ ОКНА - ЗАБУРИВАНИЕ БОКОВОГО СТВОЛА)**

4.1. Газонефтеводопроявление при бурении, проработке или промывке скважины.

4.2. Газонефтеводопроявление при бурении, проработке или промывке скважины с верхним силовым приводом.

4.3. Газонефтеводопроявление при спуско-подъёмных операциях (в том числе с верхним силовым приводом).

4.4. Газонефтеводопроявление при спуске обсадной колонны, потеря веса при спуске обсадной колонны (в том числе с верхним силовым приводом).

4.5. Газонефтеводопроявление при отсутствии бурильного инструмента или обсадной колонны в скважине (в том числе с верхним силовым приводом).

4.6. Газонефтеводопроявление при проведении геофизических или прострелочно-взрывных работ в бурильных трубах (в том числе с верхним силовым приводом).

4.7. Газонефтеводопроявление при ожидании затвердевания цемента (при отсутствии труб в стволе скважины).

4.8. Газонефтеводопроявление в период ожидания затвердевания цемента (в процессе подъема транспортной колонны).

4.9. Газонефтеводопроявление при проведении геофизических работ в открытом стволе.

4.10. Открытый фонтан.

4.11. Открытый фонтан (с возгоранием).

4.12. Газонефтеводопроявление и открытый фонтан на пробуренных ранее скважинах кустовой площадки.

4.13. Разрушение (полное или частичное) и (или) падение мачт и их частей, установки для ремонта скважины на соседние скважины, скважины кустовой площадки.

**5. РЕМОНТ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ТРОСОКАНАТНОГО МЕТОДА, ОСВОЕНИЕ/СВАБИРОВАНИЕ, ОЧИСТКА ВНУТРИСКВАЖИННЫХ ТРУБ (НКТ)**

5.1. Газонефтеводопроявление выше превентора при проведении геофизических, прострелочно-взрывных работ, свабирования и очистке лифтов НКТ в эксплуатационной скважине.

5.2. Газонефтеводопроявление ниже превентора при проведении геофизических, прострелочно-взрывных работ, свабирования и очистке лифтов НКТ в эксплуатационной скважине.

**6. РЕМОНТ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ГИБКИХ ТРУБ**

6.1. Газонефтеводопроявление при спуско-подъемных операциях (без циркуляции рабочей жидкости).

6.2. Газонефтеводопроявление при спуско-подъемных операциях (с циркуляцией рабочей жидкости).

6.3. Газонефтеводопроявление при негерметичности длинномерной безмуфтовой трубы выше превентора с циркуляцией рабочей жидкости (при неисправности обратного клапана).

6.4. Газонефтеводопроявление при отсутствии инструмента в скважине, с установленным на устье скважины превентором.

6.5. Разрушение (полное или частичное) и (или) падение мачт и их частей, установки ГНКТ на соседние скважины, скважины кустовой площадки.

**ПРИЛОЖЕНИЕ** **4. ФОРМА ЖУРНАЛА 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** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПЕРЕЧЕНЬ СХЕМ ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ**

Таблица 2

Перечень схем обвязки устья скважины

| **Наименование Схемы** | **Исполнитель** | **Согласующие стороны** | **Утверждающая сторона** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Бурение** | | | |
| Схема обвязки устья скважины колонной головкой, противовыбросовым оборудованием и фонтанной арматурой (в составе рабочего проекта). | Проектная организация. | - | Общество. |
| Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования. | Проектная организация. | ПФС.  Буровой подрядчик.  Общество. | Общество. |
| Схема обвязки устья скважины с аномально-низким пластовым давлением. | Проектная организация. | ПФС.  Буровой подрядчик.  Общество. | Общество. |
| Схема колонной устьевой обвязки, фонтанной арматуры. | Буровой подрядчик | - | Общество. |
| Схема обвязки и установки противовыбросового оборудования. | Проектная организация. | ПФС/ПФВЧ.  Буровой подрядчик.  Общество. | - |
| Схема установки и монтажа противовыбросового оборудования на стенде. | Буровой подрядчик. | ПФС/ПФВЧ. | Буровой подрядчик. |
| Схема подвески противовыбросового оборудования. | Буровой подрядчик. | - | Буровой подрядчик. |
| Схема монтажа противовыбросового оборудования – фактическая. | Буровой подрядчик. | - | Буровой подрядчик. |
| **Освоение и испытание** | | | |
| Схема оборудования и обвязки устья с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидных линий. | Подрядчик по освоению и испытанию скважин. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по освоению и испытанию скважин. |
| Схема оборудования устья скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны. | Подрядчик по освоению и испытанию скважин. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| Схема обвязки устья при испытании скважины с помощью пластоиспытателя. | Подрядчик по освоению и испытанию скважин. | ПФС/ПФВЧ.  Геофизическая организация. | Технический руководитель бурового подрядчика. |
| Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП. | Подрядчик по ГРП. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ГРП. |
| Схема установки и монтажа противовыбросового оборудования на стенде. | Подрядчик по освоению и испытанию скважин. | ПФС/ПФВЧ. | Технический руководитель организации - подрядчика по освоению и испытанию скважин. |
| Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при освоении свабированием. | Подрядчик по свабированию. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по свабированию. |
| Схема монтажа противовыбросового оборудования – фактическая. | Подрядчик по освоению и испытанию скважин, ГРП, свабированию. | ПФС/ПФВЧ. | Подрядчик по освоению и испытанию скважин, ГРП, свабированию. |
| **ТКРС** | | | |
| Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ,  Общество. | Технический руководитель организации - Подрядчика по ТКРС. |
| Типовая схема оборудования устья скважин, где исключена возможность ГНВП (месторождение на поздней стадии разработки, аномально низкие пластовые давления на нефтяных месторождениях с незначительным газовым фактором и др.) без установки ПВО. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при выполнении ПВР. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ.  Геофизическая организация.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ТКРС. |
| Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием скважин с пластовым давлением, превышающим гидростатическое. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ТКРС. |
| Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при восстановлении циркуляции с применением КОПС – комплект оборудования для промывки скважины. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ТКРС. |
| Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при освоении свабированием. | Подрядчик по свабированию. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ТКРС. |
| Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием по ремонту и освоению с применением ГНКТ. | Подрядчик по ГНКТ. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ГНКТ. |
| Схема установки и монтажа противовыбросового оборудования на стенде. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ. | Технический руководитель организации - подрядчика по ТКРС. |
| Схема обвязки устья скважин при разрядке давления с затрубного пространства. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ТКРС. |
| Схема монтажа противовыбросового оборудования фактическая. | Подрядчик по ТКРС. | ПФС/ПФВЧ. | подрядчик по ТКРС. |
| **Эксплуатация скважин** | | | |
| Схема обвязки устья фонтанных скважин. | Нефтегазодобывающее Общество. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| Схема обвязки устья скважин при разрядке давления с затрубного пространства. | Нефтегазодобывающее Общество. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| Схема обвязки устья скважин, оборудованных штанговыми винтовыми насосами. | Нефтегазодобывающее Общество. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| Схема обвязки устья скважин, оборудованных УЭЦН - установками электроцентробежного насоса. | Нефтегазодобывающее Общество. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| Схема обвязки устья газоконденсатной скважины. | Нефтегазодобывающее Общество. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| Схема обвязки устья скважины ППД – поддержания пластового давления. | Нефтегазодобывающее Общество. | ПФС/ПФВЧ. | Общество. |
| **ГИРС и канатные работы** | | | |
| Схема обвязки устья скважины при ГИРС. | Подрядчик по ГИРС. | ПФС/ПФВЧ,  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по ГИРС. |
| Схема обвязки устья скважины при канатных работах. | Подрядчик по канатным работам. | ПФС/ПФВЧ.  Общество. | Технический руководитель организации - подрядчика по канатным работам |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ТИПОВОЙ ПЛАН ПРАКТИЧЕСКИХ ДЕЙСТВИЙ В СОСТАВЕ ПЛАНА ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ**

**Таблица 3**

**Типовой план практических действий в составе плана локализации и ликвидации аварий с примером заполнения**

| **НАИМЕНОВАНИЕ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ** | **№** | **ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **БУРИЛЬЩИК** | **ПЕРВЫЙ ПОМОЩНИК БУРИЛЬЩИКА** | **ВТОРОЙ ПОМОЩНИК БУРИЛЬЩИКА** | **ТРЕТИЙ ПОМОЩНИК БУРИЛЬЩИКА** | **СЛЕСАРЬ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ БУРОВЫХ, ЭЛЕКТРОМОНТЕР ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ БУРОВЫХ, МАШИНИСТ БУРОВЫХ УСТАНОВОК** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| Открытое фонтанирование | 1. | Прекращает все работы в загазованной зоне. Дает команду электромонтеру обесточить буровую. Сообщает о случившемся мастеру. | Проверяет отсутствие людей на буровой установке. | Оповещает все соседние производственные объекты, которые могут оказаться в загазованной зоне. | Расставляет знаки для закрытия движения транспорта и пешеходов в прилегающей зоне фонтанирования. | Электромонтер производит отключение подачи электроэнергии на буровую. Машинист останавливает двигатели внутреннего сгорания. |
| 2. | Покидает буровую установку. | Покидает буровую установку. | Покидает буровую установку. | Покидает буровую установку. | Покидает буровую установку. |
| 3. | В случае открытого фонтанирования, буровой мастер принимает меры к остановке двигателей внутреннего сгорания, отключению силовых линий, освещения, запрещает производство сварочных работ. При необходимости организует эвакуацию персонала в безопасную зону. Все члены вахты принимают меры по недопущению растекания скважинной жидкости. До прибытия руководства по ликвидации открытых фонтанов, действовать по команде начальника региональной инженерно-технической службы. Дальнейшие работы проводятся по специальному плану, разработанному штабом по ликвидации ГНВП и ОФ. | | | | |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ЛИСТ ДОЛИВА/ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ БРИГАД БУРЕНИЯ СКВАЖИН, РЕМОНТА СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

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

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ** **9. ЛИСТ ДОЛИВА/ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ БРИГАД ПО РЕМОНТУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ОСВОЕНИЮ, ИСПЫТАНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ЛИСТ ДОЛИВА/ВЫТЕСНЕНИЯ** | | | | | | | | | |
|
| **Таблица регистрации объема долива / вытеснения при СПО** | | | | | | | | | |
| **Скважина №:** |  | **БУ:** |  | | **Дата и время:** | |  | | **Таблица №:** |
| **Причина СПО:** |  | | | | | | | **Бурильщик:** |  |
| **Глубина скважины:** | |  | | | | **Глубина КНК/КНБК на начало СПО** | | |  |
| **СПО:** | однотрубное | | двухтрубное | | трехтрубное | | **Трубы до БК ОК:** | |  |
| **Число труб до КНК/КНБК** | | | |  | | | | | |
| **Перед СПО доливная емкость заполнена промывочной жидкостью** | | | | | | | **ДА** | **НЕТ** |  |
| **№ трубы / элемент КНК/КНБК** | **Мера нараст.,  м** | **Объем в доливной емк, м3** | **Фактический  объем, м3** | | **Расчетный объем, м3** | | **Отклонение, м3** | | **Примечание** |
| **Долив / вытесн.** | **Нарастающий суммарный объем** | **Долив / вытеснение** | **Нарастающий суммарный объем** | **Долив / вытеснение** | **Нараста ющий суммар ный объем** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Бурильщик | | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (ФИО, подпись) | | | | | | |

**ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, РОЛЕЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ**

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ЛОКАЛЬНЫЙ НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ (ЛНД) | – | внутренний документ, в котором в целях многократного применения устанавливаются правила и требования для исполнения работниками при осуществлении ими трудовой функции, а также другими лицами, на которых он распространяет свое действие. |

**ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД**

ИНСТРУКЦИЯ ООО «РН-ВАНКОР» № П3-05 И-87865 ЮЛ-583 «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ, ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ БУРЕНИИ, ОСВОЕНИИ, ИСПЫТАНИИ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ, РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕМОНТЕ, ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВООРУЖЕНИИ, ЭКСПЛУАТАЦИИ, КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН»

| **версия** | **ДАТА УТВЕРЖДЕНИЯ/**  **утраты силы** | **дата ввЕДЕНИЯ в действие** | **РЕКВИЗИТЫ РД** | **Краткая АННОТАЦИЯ** | **РаЗРАБОТЧИК** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1.00 | 30.11.2016/  14.03.2017 | 30.11.2016 | Приказ ООО «РН-Ванкор» от 30.11.2016 № 270/РНВ-лнд | Инструкция устанавливает единые требования по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов для предприятий выполняющих работы по бурению, реконструкции, ремонту, освоению, испытанию, проведению исследований, ликвидации, эксплуатации скважин | Отдел промышленной безопасности |
| 2.00 | 14.03.2017/ | 14.03.2017 | Приказ ООО «РН-Ванкор» от 14.03.2017 № РНВ-98/лнд | Актуализация области действия Инструкции.  Актуализация раздела 10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ. | Отдел промышленной безопасности |
| 3 | 01.12.2022 | 01.12.2022 | Приказ ООО «РН-Ванкор» от 01.12.2022№РНВ-416/лнд | Актуализация разделов документа, приведение документа в соответствие требованиям нормативно-технической и локально-нормативной документации. | Отдел по работе с аварийно-спасательными формированиями и радиационной безопасности |
| Изм.№1 | 18.05.2023 | 18.05.2023 | Приказ ООО «РН-Ванкор» от 18.05.2023 №РНВ-176/лнд | Замена пр.10.40 | Отдел по работе с аварийно-спасательными формированиями и радиационной безопасности |