

**УТВЕРЖДЕН**

**Приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»**

**от «27» июня 2024 г. № 761**

**Введена в действие с «27» июня 2024 г.**

|  |
| --- |
| **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ**  **ООО «СЛАВНЕФТЬ-КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»** |
| **ПРОИЗВОДСТВО ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ЖИДКОСТЯМИ ГЛУШЕНИЯ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ** |
| **№ П1-01.05 ТР-0019 ЮЛ-428** |
| **ВЕРСИЯ 2** |

**Г. КРАСНОЯРСК**

**2024**

**СОДЕРЖАНИЕ**

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 4

НАЗНАЧЕНИЕ 4

ОБЛАСТЬДЕЙСТВИЯ 4

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ 4

2. ГЛОССАРИЙ 5

2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5

2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5

2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА 5

2.4. СОКРАЩЕНИЯ 5

3. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ 7

3.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ 7

3.2. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИН 7

4. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА 10

4.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ 10

4.2. ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ 10

4.3. ТРЕБОВАНИЯ К НАЗЕМНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ 11

4.4. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПЕРЕД НАЧАЛОМ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ 12

4.5. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ 12

4.6. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ 13

4.7. ПРОМЫВКА СКВАЖИНЫ 19

5. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА 21

6. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА 22

7. ПОРЯДОК РАБОТ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН 23

8. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА 25

8.1. ОХРАНА ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПОЖАРНАЯ ОХРАНА ПРИ ГЛУШЕНИИ И ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН 25

8.2. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 29

8.3. ПЕРЕЧЕНЬ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ, СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ 29

8.4. ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫЕ И ТОКСИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ И ПОЛУЧАЕМЫХ ВЕЩЕСТВ 30

8.5. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ ПО ВЗРЫВООПАСНОСТИ 30

8.6. ПРАВИЛА АВАРИЙНОЙ ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА, ВОЗМОЖНЫЕ АВАРИЙНЫЕ СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА, СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ 30

8.7. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ 32

8.8. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ 32

8.9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ 32

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА 33

10. ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ 34

11. СХЕМА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ 35

12. ССЫЛКИ 36

13. ПРИЛОЖЕНИЯ 37

# 1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящий Технологический регламент устанавливает технологию применения жидкостей глушения на нефтяной основе с учетом геолого-технических условий на месторождениях ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Настоящая Технологическая инструкция разработана с учетом требований приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

## ОБЛАСТЬДЕЙСТВИЯ

Настоящий Технологический регламент является обязательным к исполнению работниками структурных подразделений ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»:

* управления добычи нефти и газа;
* управления по разработке месторождений;
* отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий;
* цеха добычи нефти и газа укрупненного нефтепромысла;
* производственно-диспетчерской службы укрупненного нефтепромысла.

Структурные подразделения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» при оформлении договоров с подрядными организациями, задействованными в процессе текущего, капитального ремонта и освоения скважин после бурения, глушения, промывки, долива скважин, приготовления (отпуска) раствора глушения, физико-химических исследований жидкостей глушения обязаны включать в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядной организацией настоящего Технологического регламента.

## ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящий Технологический регламент является локальным нормативным документом постоянного действия.

# 2. ГЛОССАРИЙ

## 2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящем Технологическом регламенте используются термины Корпоративного глоссария: *Газонефтеводопроявление на скважине, Жидкость глушения.*

## 2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящем Технологическом регламенте используются роли Корпоративного глоссария: *Подрядная организация (Подрядчик).*

## 2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ | ⎯ | комплекс работ, направленных на прекращение притока жидкости из пласта в открытой скважине, путем создания противодавления на продуктивный пласт жидкостью глушения на нефтяной основе. |

## 2.4. СОКРАЩЕНИЯ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ГНВП | ⎯ | газонефтеводопроявление на скважине. |
| ГС | ⎯ | геологическая служба ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». |
| ГНО | ⎯ | глубинно-насосное оборудование. |
| ИТР | ⎯ | инженерно-технический работник. |
| НКТ | ⎯ | насосно-компрессорные трубы. |
| ОРМ | ⎯ | отдел разработки месторождений ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». |
| ОСРСИСТ | ⎯ | отдел супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». |
| СИЗ | ⎯ | средства индивидуальной защиты. |
| ТКРС | ⎯ | текущий и капитальный ремонт скважин. |
| ТРС | ⎯ | текущий ремонт скважин. |
| ТС | ⎯ | технологическая служба ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». |
| УНП | ⎯ | укрупненный нефтепромысел ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». |
| УЭЦН | ⎯ | установка электроцентробежного насоса. |
| ЦДНГ | ⎯ | цех добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». |
| ЭПУ | ⎯ | электропогружные установки. |

# 3. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ

## 3.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ

1. Использование жидкости глушения на нефтяной основе рекомендуется в добывающих скважинах с продуктивными пластами, имеющими значение коэффициента аномальности пластового давления ниже 1,0.
2. Перед началом проведения работ по ТКРС скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ. Плотность и количество раствора, цикличность глушения определяются работниками ГС и отражаются в плане работ. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического.
3. При глушении скважин, в продукции которых содержится сернистый водород, создающий угрозу сульфидно-коррозионного растрескивания металла обсадных труб, оборудования и лифтовых колонн, необходимо использовать жидкость глушения, содержащую нейтрализатор сернистого водорода.
4. Проведение ТРС (КРС) без предварительного глушения разрешается на скважинах, оборудованных клапанами-отсекателями, и на скважинах с горно-геологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины. Перечень таких скважин по месторождениям (или их отдельным участкам) утверждается заместителем генерального директора – главным геологом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
5. Пластовое давление, указанное в плане, должно быть замерено не позднее:

* на скважинах 1, 2 категории - за 14 дней до начала глушения;
* на скважине 3 категории - за 30 дней до начала глушения.

1. При отсутствии возможности замера пластового давления по ремонтируемой скважине, указывается расчётное давление по карте изобар или по данным соседних скважин этого продуктивного горизонта или по уровню жидкости в скважине.
2. Жидкости глушения на нефтяной основе должны обеспечить надежное противодавление на продуктивный пласт, не допускающее появление ГНВП, а также сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта с целью последующего быстрого освоения.

## 3.2. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИН

3.2.1. При передаче скважины в ремонт, ведущим технологом ТС УНП (при проведении ТРС) и ведущим специалистом ГС УНП (при проведении КРС) оформляется наряд-заказ на ремонт скважины, в котором обязательно указываются следующие необходимые для глушения данные по скважине:

* дата начала и окончания бурения;
* способ эксплуатации;
* категория опасности скважины;
* наличие и содержание H2S в скважинной продукции;
* газовый фактор;
* пластовое давление и дата замера, с указанием, что гидростатическое давление столба жидкости глушения на нефтяной основе обеспечит надежное (не менее чем с пятипроцентным запасом) противодавление на пласт;
* наличие циркуляции в скважине;
* сведения о конструкции скважины (диаметр, толщина стенки, марка стали, давление опрессовки обсадных колонн и глубина спуска);
* диаметр эксплуатационной колонны;
* давление опрессовки эксплуатационной колонны;
* сведения о межколонных давлениях;
* интервал перфорации или интервал открытого ствола;
* глубина пласта по вертикали;
* искусственный забой;
* текущий забой.
* глубина спуска пакера и его состояние (распакерован или нет, открыт или закрыт циркуляционный клапан), глубины спуска;
* глубина спуска НКТ или приема насоса;
* дебит скважины;
* плотность (удельный вес) пластовой воды, удельный вес флюида;
* % обводненности;
* расстояние от стола ротора до планшайбы.

3.2.2. В плане работ (наряд-заказе) указывается жидкость глушения – на нефтяной основе, ее плотность, объем, а также возможность ее утилизации или повторного использования после окончания ремонта.

* + 1. Плотность и количество раствора, цикличность глушения определяются ведущим геологом ОРМ отражаются в наряде–заказе в соответствии с требованиями Методических указаний Компании № П2-05.01 М-0027 «Приготовление и применение жидкостей глушения».
    2. К наряду-заказу ТРС (КРС) прикладывается и является его неотъемлемой частью лист глушения по форме в соответствии с Регламентом бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин».
    3. Дополнительно кроме сведений, показанных в форме наряд-заказа, указывается следующая информация:
       1. Ведущим геологом ОРМ (в Листе глушения):
* способ глушения - опережающее либо при бригаде;
* место налива подготовленной нефти, технической воды для технологических целей с указанием их плотности;
* цикличность глушения.
  + - 1. Ведущим технологом ТС УНП: место для утилизации нефтесодержащей жидкости (в наряд-заказе в планируемых объемах работ).
    1. Работы по откачке жидкостей в коллектор осуществляются в присутствии оператора ЦДНГ (по согласованию с ведущим технологом ТС УНП).
    2. Замещение скважинной жидкости при глушении, промывка забоя скважины, вымыв бурового раствора, продуктов реакции кислоты, продуктов бурения скважины в коллектор запрещены. Данные операции проводятся на промывочную (желобную) емкость очистки и вывозятся в указанные места утилизации. Место утилизации указывает технолог ТС УНП (в наряд-заказе в планируемых объемах работ).

3.2.8. Порядок глушения фиксируется в вахтовом журнале бригады глушения при опережающем глушении, в вахтовом журнале ремонтной бригады, в Акте на глушение скважины, который формируется в соответствии с Регламентом бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин», где указывается:

* дата и время разрядки скважины;
* начальное и конечное давление разрядки скважины;
* дата и время начала глушения;
* объем израсходованной жидкости глушения на нефтяной основе;
* плотность (удельный вес) жидкости глушения на нефтяной основе;
* наличие циркуляции в межтрубном пространстве.
* глушение в НКТ, затрубное пространство, изменения в ходе глушения;
* количество циклов глушения;
* время между циклами глушения;
* объем жидкости глушения на нефтяной основе при каждом цикле глушения;
* давление на агрегате Рнач глушения;
* давление на агрегате Ркон глушения;
* плотность и характер вытесняемой жидкости;
* давление на выходе Рнач, Ркон глушения;
* конец глушения - время, дата;
* избыточное давление и наличие циркуляции в межколонном пространстве;
* время технологического отстоя, избыточные давления Рнач, Ркон;
* кто проводил операцию по глушению;
* результат глушения.

3.2.9. Ответственность за соблюдение требований охраны труда и технологии несет ИТР Подрядной организации, осуществляющей глушение скважины (мастер, технолог).

* + 1. Глушение скважины производится в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

# 

# ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

## 4.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Мастер ЦДНГ обязан:

* указать опасные участки на кустовой площадке;
* указать места нахождения на кустовой площадке наземных и подземных коммуникаций для безопасного выполнения работ;
* при необходимости согласовать временную остановку соседних скважин;
* при необходимости остановить влияющие нагнетательные скважины;
* указать места подъездов технологического транспорта, маршруты их движения по кустовой площадке и места для стоянки транспорта, ожидающего выполнения технологических операций;
* обеспечивает остановку скважины, оборудованной электро-погружным оборудованием, за сутки до начала глушения, по согласованию с начальником ЦДНГ. Остановка и глушение высокодебитной скважины может производиться в присутствии бригады ТКРС на скважине по решению начальника ЦДНГ;
* не менее чем за 3 суток до начала опережающего глушения обеспечивает передачу скважины в ремонт по Акту приема-сдачи с исправным состоянием устьевой арматуры, очищенной от мазута и снега территории скважины и укомплектованной крепежными элементами;
* обеспечивает готовность территории и скважины к проведению опережающего глушения;
* обеспечивает установку заглушки на секущей задвижке нефтесборного коллектора после демонтажа обвязки скважины с коллектором.

## 4.2. ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

4.2.1. Бригада, проводящая ремонт скважины с применением жидкости глушения на нефтяной основе должна быть оснащена:

* превенторной установкой, имеющей сдвоенный плашечный превентор с глухими и трубными плашками, соответствующими диаметру применяемых при ремонте НКТ;
* запорной компоновкой для перекрытия канала труб, состоящей из подъемного патрубка, шарового крана, дистанционного патрубка (соответствующего типоразмеру применяемых в превенторе уплотнительных элементов) и соединительного патрубка. Запорная компоновка должна находиться рядом с устьем скважины в подготовленном состоянии, с открытым шаровым краном и навёрнутым предохранительным колпачком на ниппеле соединительного переводника. Конструкция шарового крана должна позволять спускать его в скважину;
* исправными средствами измерения давления и контроля уровня жидкости в скважине;
* экологическими и приустьевыми поддонами, гидроизоляционным материалом для сбора стекающей нефти на устье скважины и под трубными стеллажами.

## 4.3. ТРЕБОВАНИЯ К НАЗЕМНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

4.3.1. Подрядная организация обязана обеспечить своевременную зачистку технологических емкостей и емкости долива, не реже одного раза в месяц, а также после проведения технологических операций (промывка забоя, бурение, фрезерование, освоение скважины на технологическую ёмкость и т.д.). Факт выполнения зачистки фиксируется Актом, подписанным работником ОСРСиСТ (форма документа произвольная). Плановая зачистка емкостного парка проводится при соблюдении графика зачистки емкостного парка, утвержденного техническим руководителем Подрядной организации.

4.3.2. Предварительно перед началом работ по глушению блоки долива заполняются жидкостью глушения на нефтяной основе.

4.3.3. Насосные агрегаты, емкости долива, хранения с жидкостью глушения на нефтяной основе и автоцистерны расположить с наветренной стороны на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. При этом кабины насосного агрегата, автоцистерны и прицепы технологических емкостей должны быть обращены в сторону от устья скважины.

4.3.4. Выхлопные трубы насосных агрегатов и автоцистерн должны быть оборудованы искрогасителями.

4.3.5. Нагнетательная линия должна быть оборудована обратным клапаном и краном высокого давления, собрана из труб с быстроразъемными соединениями и шарнирных колен (уголков), при этом:

* после монтажа нагнетательная линия от передвижной насосной установки должна быть опрессована на полуторакратное рабочее давление;
* после монтажа нагнетательная линия от стационарных насосов должна быть опрессована на давление в соответствии с требованиями п.164 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
* нагнетательные линии в местах пересечения с дорогой укладываются в патрон;
* обратная линия от скважины к емкости сброса собирается из НКТ (допускается из труб высокого давления) и жестко закрепляется якорями в соответствии с заранее разработанной схемой крепления обратной линии, подписанной техническим руководителем подрядной организации по ТКРС, на расстоянии не более чем через каждые 10 метров, а конец трубопровода надежно крепится к горловине емкости для сбора жидкости;
* линия глушения и дросселирования должны быть смонтированы в соответствии с утверждёнными схемами обвязки устья скважин.

4.3.6. Обеспечить расход, выдаваемый насосным агрегатом, не менее 60% от паспортных характеристик насосного агрегата (например, при паспортном расходе 7,5 л/сек фактический расход должен быть не менее 4,5 л/сек).

4.3.7. Выкидные линии должны жестко крепиться к якорям согласно утвержденной и согласованной схемы установки и обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при освоении и ТКРС, обвязываться с емкостью оборудованной дегазатором и включать в себя пробоотборник для оперативного отбора проб.

4.3.8. Наличие станций контроля и регистрации параметров закачиваемой жидкости с замером не менее 5 параметров: расход, суммарный объем, удельный вес, давление закачки, время и дата проведения работ. Станции контроля параметров должны иметь возможность работы с жидкостями на углеводородной основе.

## 4.4. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПЕРЕД НАЧАЛОМ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

4.4.1. Ознакомить персонал под роспись с технологическим планом на глушение, наряд-заказом, листом глушения.

4.4.2. Перед глушением скважины произвести замер статического давления в трубном и затрубном пространстве, статический уровень жидкости в трубном и затрубном пространстве.

4.4.3. Произвести монтаж и опрессовку нагнетательной линии от агрегата до запорной арматуры устья скважины на полуторакратное (1,5) от ожидаемого давления, но не более допустимого для запорной арматуры.

4.4.4. Оповестить весь персонал о предстоящей опрессовке нагнетательной линии, ограничить безопасную зону, провести инструктаж. Ликвидация утечек жидкости под давлением запрещена.

4.4.5. Перед началом глушения мастер ремонтной бригады или бригады опережающего глушения производит замер плотности жидкости глушения на нефтяной основе, расчет объемов НКТ, затрубного пространства, объема эксплуатационной колонны от приема насоса до нижнего отверстия интервала перфорации. Совместно с представителем ЦДНГ при приеме-сдаче скважины в ремонт мастер бригады ТКРС убеждается в том, что запорная арматура находится в исправном состоянии, нефтесборные коллектора не заморожены, насосные скважинные агрегаты отключены, электрокабели отсоединены в клемных коробках. По результатам осмотра составляется акт по форме в соответствии с Регламентом бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин».

4.4.6. На всем протяжении работ по глушению и ремонту скважины необходимо производить отбор проб газовоздушной среды газоанализаторами СГГ‑20, ALTAIR или их аналогами, в соответствии с утвержденным графиком замера газовоздушной среды. При наличии в продукции скважины H2S (указано в наряд-заказе) обязательное применение газоанализатора с контролем концентрации H2S.

4.4.7. При проведении глушения скважины должна быть обеспечена непрерывность процесса. Необходимо минимизировать остановки насоса. Сборку и опрессовку линий производить до начала глушения.

## 4.5. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ

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

4.5.2. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и прострелочно-взрывных работ на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП». Данное требование не распространяется в отношении работников, осуществляющих авторский надзор и научное сопровождение внедрения технологических процессов, технических устройств и инструмента.

## 4.6. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ

4.6.1. Требования, предъявляемые к жидкостям глушения скважин на нефтяной основе

4.6.1.1. Основой жидкости глушения является дегазированная нефть плотностью 0,78-0,94 г/см3 и пластовая вода 1,20 г/см3.

4.6.1.2. Плотность жидкости глушения определяют из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое в соответствии с необходимыми требованиями.

4.6.1.3. Жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами.

4.6.1.4. Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды.

4.6.1.5. Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения - пластовый флюид».

4.6.1.6. Жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода.

4.6.1.7. Вязкостные структурно-механические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом.

4.6.1.8. Жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10 - 0,12 мм/год.

4.6.1.9. Жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях.

4.6.1.10. Жидкость глушения должна быть негорючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

4.6.1.11. Жидкость глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании. Приготовленная эмульсия должна быть стабильна, допустимый процент расслоения не более 10%.

4.6.1.12. Технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться.

4.6.1.13. На месторождениях с наличием сероводорода жидкости глушения должны содержать нейтрализатор сероводорода.

4.6.2. Выбор плотности жидкости глушения на нефтяной основе:

4.6.2.1. Выбор плотности жидкости глушения на нефтяной основе производится из условия создания забойного давления, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважины.

4.6.2.2. Гидростатическое давление в скважине должно превышать пластовое давление, в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», на величину:

* 10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м, но не более 15 кгс/см2 (1,5 МПа);
* 5 % для скважин глубиной по вертикали от 1200 м до проектной глубины, но не более 25-30 кгс/см2 (2,5-3,0 МПа).

4.6.2.3. Удельный вес жидкости глушения рассчитывается по формуле:



где:

ρ – расчетная плотность жидкости глушения, кг/м3;

Рпл – пластовое давление, МПа;

П – коэффициент безопасности удельного веса жидкости глушения (Таблица 2).

Н - расстояние от устья до кровли пласта по вертикали, м.

Для скважины, где вскрыто несколько пластов с разными пластовыми давлениями и расстояние между ними составляет более 50 м в расчетах принимается величина Н от устья скважины до кровли пласта с более высоким пластовым давлением. Возможны условия глушения скважины в один цикл с частичной заменой скважинной жидкости в интервале от устья до места циркуляции (сбивной клапан, подвеска насоса). Независимо от того, всплывает поднасосная жидкость или нет, или ее плотность и плотность жидкости глушения усредняется (изменяется) при смешивании, расчетной плотности должно быть достаточно для глушения скважины.

Формула (4.2) применяется для глушения скважин механизированного фонда при 100% обводненности поднасосной жидкости в условиях отстоя.



где:

Рпл – пластовое давление, МПа;

Рн – давление столба пластовой жидкости под насосом, МПа;

Н – расстояние от устья до места циркуляции (сбивной клапан, подвеска насоса) по вертикали, м;

П – коэффициент безопасности удельного веса жидкости глушения.

Значения коэффициента безопасности для удельного веса жидкости глушения в зависимости от глубины скважины согласно п. 210-211 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Значения коэффициента безопасности удельного веса жидкости глушения в зависимости от глубины скважины

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ, М** | **КОЭФФИЦИЕНТ БЕЗОПАСНОСТИ, ДОЛИ ЕД.** |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | До 1200 | 0,10 |
| 2 | Свыше 1200 | 0,05 |

Требуемую плотность жидкости глушения определяют из расчета создания столбом жидкости глушения давления, превышающего текущее пластовое на коэффициент безопасности (П) удельного веса жидкости глушения. Допускаемые отклонения плотности ЖГ от расчетной величины в зависимости от глубины и расчетной плотности глушения приведены в Таблице 2 (согласно п.3.1.2.2 РД 153-39-023-97).

**Таблица 2**

**Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения**

| **ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ, М** | **ДОПУСКАЕМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ПРИ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ, КГ/М3** | | |
| --- | --- | --- | --- |
| **ДО 1300** | **1300 - 1800** | **БОЛЕЕ 1800** |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| До 1200 | 20 | 15 | 10 |
| До 2600 | 10 | 10 | 5 |
| До 4000 | 5 | 5 | 5 |

4.6.2.4. Пластовое давление может быть определено следующим образом:

* инструментальный глубинный замер;
* по избыточному давлению на устье скважины (значение избыточного давления не должно меняться на протяжении 2-3 дней):

где:

Рпл – пластовое давление, кгс/см2;

ρжид – плотность жидкости излива, г/см3;

Нинт – длина по стволу скважины до середины интервала перфорации, м;

∆Lинт – удлинение ствола скважины на глубине интервала перфорации, м;

Ризб – замеренная в затрубном пространстве величина избыточного давления, кгс/см2

* по статическому уровню (значение статического уровня не должно меняться на протяжении 2-3 дней):

где:

Рпл – пластовое давление, кгс/см2;

ρжид – плотность жидкости излива, г/см3;

Нинт – длина по стволу скважины до середины интервала перфорации, м;

∆Lинт – удлинение ствола скважины на глубине интервала перфорации, м;

Нст – величина статического уровня, м;

∆Lст – удлинение ствола скважины на глубине статического уровня, м (при небольших величинах Нст, данным удлинением можно пренебречь);

Рзат – замеренная величина давления в затрубном пространстве скважины при Нст, кгс/см2.

* при расчетах, в случае отсутствия вышеперечисленных замеров, величину пластового давление можно использовать из карт изобар или из утвержденного перечня распределения скважин по категории опасности возникновения ГНВП.

4.6.2.5. Расчет числа циклов глушения:

В зависимости от вида насосного оборудования, глубины его спуска, давления и коллекторских свойств пласта, глушение производится заменой скважинной жидкости на жидкость глушения в один, в два и более циклов. Количество циклов определяется по формуле (4.5):

N = Н2 / Н1 + 1

где:

N - количество циклов округляется до целого числа в сторону увеличения;

Н1 - глубина от устья до места циркуляции жидкости (глубина спуска насоса, «хвостовика», НКТ, сбивного клапана) м;

Н2 - глубина от места циркуляции жидкости (насоса, «хвостовика», НКТ, сбивного клапана) до верхних отверстий интервала перфорации, м.

Глушение скважин в 1 цикл производится если:

* ГНО или низ колонны НКТ спущен до интервала перфорации или размещен не выше 150 метров от верхних перфорационных отверстий;
* ГНО или низ колонны, установлен выше 150 м от интервала перфорации, при этом есть возможность продавливания в продуктивный пласт поднасосной жидкости.

Глушение скважин в два цикла производится,если глубина спуска ГНО превышает половину расстояния от устья скважины до интервала перфорации и низкой проницаемости пласта, обуславливающей невозможность закачки жидкости глушения на поглощение.

Первый цикл:

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

Время отстоя определяется по формуле (4.6):

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 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, в трубное пространство закачивается жидкость глушения в объеме равном объему скважины от низа колонны НКТ до забоя скважины, для того, чтобы заменить всплывшую за время отстоя жидкость на жидкость глушения.

Глушение скважин в три и более циклов. Для скважины с глубиной спуска колонны НКТ составляющей менее половины глубины скважины до интервала перфорации, глушение производится в три и более циклов. Расчет циклов производится аналогично глушению в два цикла.

4.6.2.6. Расчет количества жидкости для глушения скважины проводится следующим образом:

V(жг) = V(скв.) + V(дол.) + V(доп.раб.) + n\*V(скв.) (4.7),

где:

V(скв) – объем скважины от забоя до устья за вычетом водоизмещения

подвески НКТ и скважинного оборудования, м3;

V(доп.раб.) - объем ЖГ, необходимый для дополнительных работ определяют по виду этих работ, м3;

Например: для промывки забоя необходимо наполнить желобную емкость объемом 15 м3, тогда V(доп.раб.) =15 м3.

V(дол) – объем долива – это водоизмещение подвески НКТ и скважинного оборудования, м3;

V(дол.) – составляет не менее 1,5 м3 на каждые 1000 м подвески НКТ и должен находиться на устье скважине при ремонте. При подъеме скважинного оборудования происходит снижение уровня и этот объём необходим для долива в скважину;

n – запас жидкости глушения в долях от объема скважины, принимают n=0,1-0,5.

По согласованию с ГС норму расхода жидкости глушения на скважине допускается увеличить при проведении сложных и длительных ремонтов на скважине.

4.6.3. Регламентирование остаточного газосодержания в жидкости глушения на нефтяной основе:

Величина давления насыщенных паров жидкости глушения на нефтяной основе (определяется по ГОСТ Р 52340-2005) не должна превышать 13,8 кПа (2 psi).

4.6.4. Порядок оформления паспорта качества жидкости глушения на нефтяной основе. Для обеспечения контроля за параметрами и свойствами жидкости глушения на нефтяной основе, на каждый отпускаемый объем жидкости глушения на нефтяной основе оформляется паспорт качества ([Приложение 1](#_13._ПРИЛОЖЕНИЯ)).

4.6.5. Особенности глушения скважин жидкостями глушения на нефтяной основе:

4.6.5.1. Глушение скважин жидкостями глушения на нефтяной основе в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» производится в один или несколько циклов в зависимости от геолого-технических условий.

4.6.5.2. Операция по глушению скважины производится после полного стравливания газа из скважины (при выходе скважинной жидкости стравливание прекратить, при образовании на выкидных линиях следов гидратообразования (белых наростов) разрядка прекращается, с целью исключения образования гидратных пробок в трубном и затрубном пространстве).

4.6.5.3. Закачка жидкости глушения производится непрерывно на максимально возможной скорости насосного агрегата, для лучшего замещения скважинной жидкости жидкостью глушения на нефтяной основе, для предотвращения снижения плотности жидкости глушения на нефтяной основе всплывающими газами и нефтью во время остановки агрегата, а также при малой скорости восходящего потока.

4.6.5.4. Циркуляцию жидкости глушения на нефтяной основе производить с противодавлением на пласт путем штуцирования линии выхода из скважины, предотвращающим работу пласта, т.е. на выходе держать давление равное или большее статического (Ризб) давления в затрубном пространстве (с учетом рекомендуемой репрессии на пласт в соответствии с п.4.6.2.2 настоящего Технологического регламента) при отработке на технологическую емкость.

4.6.5.5. В случае отсутствия выхода циркуляции при глушении скважины, закачка жидкости глушения на нефтяной основе производится в пласт на поглощение. После глушения скважины обеспечивается постоянный контроль и долив скважины жидкостью глушения с учётом расчётного безопасного статического уровня при ремонте согласно листу глушения.

Для исключения возможности миграции газа в трубное пространство на этапе глушения по затрубному пространству предусмотреть после прокачки объема кольцевого пространства переход на параллельную закачку оставшегося объема по затрубному и трубному пространству одновременно.

4.6.5.6. В скважинах с высоким газовым фактором после проведения работ по глушению раствором расчетной плотности возможно насыщение газом жидкости глушения. В этом случае, приняв во внимание статический уровень и избыточное давление, а также проверки расчета объема и плотности глушения, возможно произведение работ по «дегазации» ствола скважины (путем создания циркуляции от насосного агрегата через трубное/затрубное пространство скважины, при этом вытесняемая скважинная жидкость направляется в желобную емкость через дегазатор, для ускорения процесса «дегазации») в объёме не менее одного объема скважины.

4.6.5.7. Глушение скважин со значительной поглощающей способностью по жидкости глушения на нефтяной основе (без давления на устье) возможно с закачкой блокирующих жидкостей.

4.6.5.8. Объём блокирующей жидкости определяется из расчета обеспечения перекрытия перфорированного интервала продуктивного пласта либо «головы» хвостовика выше на 100-150 м.

4.6.5.9. Приготовление блокирующих жидкостей производится с использованием технологического оборудования растворных узлов (либо мобильных узлов приготовления), а в случаях приготовления на кустовых площадках используются насосные агрегаты, автоцистерны.

4.6.5.10. С целью снижения противодавления на продуктивный пласт закачка блокирующих жидкостей производится непрерывно на минимально возможной скорости (не выше 2-ой) насосного агрегата.

4.6.5.11. Блокирующая жидкость продавливается жидкостью глушения на нефтяной основе до интервала перфорации, с временным закрытием задвижки на выходе из скважины, при этом давление закачки должно увеличиться, но не превышать давления опрессовки эксплуатационной колоны.

Если после установки блокирующего состава или вязкой пачки уровень жидкости в скважине не стабилизировался, то скважина считается не заглушенной.

4.6.6. Запрещается использование в качестве жидкостей глушения нескольких жидкостей разной плотности, за исключением глушения с применением вязких пачек, блок составов и аварийных случаев.

## 4.7. ПРОМЫВКА СКВАЖИНЫ

4.7.1. Требования к расстановке наземного оборудования в соответствии с п.4.3.

4.7.2. Способы промывки скважин:

4.7.2.1. Промывка скважин может быть:

* прямой (промывка в НКТ);
* обратной (в затрубное пространство).

4.7.2.2. Операция по промывке скважины производится после полного стравливания газа из скважины (при выходе скважинной жидкости стравливание прекратить, при образовании на выкидных линиях следов гидратообразования (белых наростов) разрядка прекращается, с целью исключения образования гидратных пробок в трубном и затрубном пространстве).

4.7.3. Прямая промывка.

4.7.3.1. Прямая промывка скважины производится через НКТ, через буферную трубную задвижку.

4.7.3.2. При установленном обратном клапане выше установки УЭЦН промывка в НКТ невозможна (производится только при отсутствии обратного клапана или при наличии специального циркуляционного клапана).

4.7.3.3. При промывке в НКТ обязательно следить за показанием давления на манометре, установленном на насосном агрегате.

4.7.3.4. Давление нагнетания насосного агрегата не должно превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны.

4.7.3.5. При отсутствии прохождения жидкости через УЭЦН при промывке целесообразно провести обратную промывку.

4.7.4. Обратная промывка.

4.7.4.1. Обратная промывка проводится через затрубную буферную задвижку, при этом трубная линейная задвижка должна быть открыта, а затрубная линейная - закрыта.

4.7.4.2 Работы производятся двумя объемами затрубного пространства для создания циркуляции через УЭЦН.

4.7.4.3. При положительном результате промывки, вывод скважины на режим производить в соответствии с Технологическим регламентом Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».

Схема расстановки спецтехники при глушении скважины представлена на Рисунке 1.



В коллектор

Технологическая емкость

Насосный агрегат

Автоцистерна промысловая

Не менее 10м

Не менее1м

Не менее1м

Направление ветра

Скважина

**Рис. 1 Схема расстановки спецтехники при глушении скважины**

# 5. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Нормы технологического режима представлены в Таблице 3.

**Таблица 3**

**Нормы технологического режима**

| **№** | **НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИИ ПРОЦЕССА, АППАРАТЫ, ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМА** | **НОМЕР ПОЗИЦИИ ПРИБОРА НА СХЕМЕ** | **ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ** | **ДОПУСКАЕМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ** | **ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Глушение и промывка скважины (скважина) | Скважина | шт | не превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны | 1,5% | - |
| 2 | Глушение и промывка скважины  (насосный агрегат) | Насосный агрегат | шт | не превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны | 1,5% | - |
| 3 | Технологическая промывка при ТКРС  (скважина) | Скважина | шт | не превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны | 1,5% | - |
| 4 | Технологическая промывка при ТКРС  (насосный агрегат) | Насосный агрегат | шт | не превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны | 1,5% | - |
| 5 | Глушение и промывка скважины  (автоцистерна промысловая) | Автоцистерна промысловая | шт | 0 кгс/см2 | - | - |
| 6 | Глушение и промывка скважины  (технологическая емкость) | Технологическая емкость | шт | 0 кгс/см2 | - | - |
| 7 | Жидкость глушения на нефтяной основе  (газоанализатор типа СГГ – 20 или его аналог) | - | - | 300 мг/м3 | +/-0,25%, +/-5% | Концентрации паров углеводородов в рабочей зоне |
| 8 | Сероводород  (газоанализатор типа ALTAIR или его аналог) | - | - | 10 мг/м3 (3 мг/м3 при наличии паров углеводородов) | +/-0,0015% | - |

Контрольно-измерительные приборы и автоматика – отсутствуют.

# 6. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Данные по аналитическому контролю технологического процесса представлены в Таблице 4.

**Таблица 4**

**Аналитический контроль технологического процесса**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **НАИМЕНОВАНИЕ СТАДИИ ПРОЦЕССА, АНАЛИЗИРУЕМЫЙ ПРОДУКТ** | **МЕСТО ОТБОРА ПРОБЫ (МЕСТО УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ)** | **КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ** | **МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ** | **НОРМА** | **ЧАСТОТА КОНТРОЛЯ** |
| 1 | Глушение и промывка скважины (жидкость глушения на нефтяной основе) | Место проведения работ | концентрация паров | газоанализатор типа СГГ – 20 | 300 мг/м3 | постоянно |
| 2 | Глушение и промывка скважины (пары углеводородов) | Место проведения работ | концентрация паров | газоанализатор типа СГГ – 20 | 300 мг/м3 | постоянно |
| 3 | Глушение и промывка скважины (наличие сероводорода в воздухе рабочей зоны) | Место проведения работ | концентрация газа | газоанализатор типа ALTAIR | 10 мг/м3  3 мг/м3 (при наличии паров углеводородов) | постоянно |

# 7. ПОРЯДОК РАБОТ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

7.1. Установить поверенные манометры на трубное и затрубное пространство. Замерить избыточное давление в скважине при закрытом устье.

7.2. Произвести стравливание газа из трубного и затрубного пространства на емкость с дегазатором (при образовании на выкидных линиях следов гидратообразования (белых наростов) разрядка прекращается, с целью исключения образования гидратных пробок в трубном и затрубном пространстве). Стравливание продолжается до наступления одного из событий:

* прекращение выхода газа (снижение трубного/затрубного давления до атмосферного);
* стабилизация трубного/затрубного давления при продолжительности стравливания более 60 минут;
* выход скважинной жидкости.

7.3. Загерметизировать устье скважины, замерить избыточные давления в трубном и затрубном пространстве.

7.4. Произвести расстановку и обвязку спецтехники, согласно утвержденной схемы.

7.5. Соединить нагнетательный трубопровод насосного агрегата через задвижку фонтанной арматуры с трубным пространством НКТ. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное рабочее давление. Оповестить весь персонал о предстоящей опрессовке нагнетательной линии, ограничить безопасную зону, провести инструктаж. Ликвидация утечек жидкости под давлением запрещена. Опрессовать лифт на давление 60 кгс/см2. При негерметичности известить представителя ЦДНГ, составить соответствующий акт.

7.6. С представителем сервиса ЭПУ замерить сопротивление изоляции погружного кабеля или силовой кабель с резиновой изоляцией, замерить сопротивление целостности звезды, при ее отсутствии сброс лома запрещен, при наличии сопротивления целостности звезды сбросить в НКТ тарированный лом через лубрикатор для открытия циркуляционного клапана. В случае несрабатывания циркуляционного клапана произвести повторный сброс тарированного лома. В случае срабатывания циркуляционного клапана соединить нагнетательный трубопровод насосного агрегата с трубным пространством скважины. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное (1,5) давление от рабочего. Произвести глушение скважины в соответствии с подразделом 4.6 настоящего Технологического регламента.

7.7. В случае несрабатывания циркуляционного клапана после повторного сброса тарированного лома соединить нагнетательный трубопровод насосного агрегата с затрубным пространством скважины. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное (1,5) давление от рабочего, произвести прокачку жидкости глушения на нефтяной основе в затрубное пространство в объеме:

Vобщ.1 =Vзатр.+ Vств.под УЭЦН + n\*V(скв.)

где

Vобщ.1 – общий объем прокачки жидкости глушения в затрубное пространство при неработающем УЭЦН, м3;

Vзатр. – объем затрубного пространства в интервале устье скважины – низ УЭЦН, м3;

V(ств.под УЭЦН) - объем ствола скважины под низом УЭЦН, м3;

n – запас жидкости глушения в долях от объема скважины, принимают n=0,1-0,5;

Далее произвести запуск УЭЦН с непрерывной прокачкой жидкости глушения на нефтяной основе по затрубному пространству в количестве не менее двух объемов НКТ:

Vобщ.2 =2\*Vнкт

где

Vобщ.2 – общий объем прокачки жидкости глушения в затрубное пространство при работающем УЭЦН, м3;

заместить Vнкт на жидкость глушения на нефтяной основе, отключить УЭЦН. При этом производительность насосного агрегата должна на 10-20% превышать производительность УЭЦН. Замещение скважинной жидкости на жидкость глушения контролируется по плотности отбираемых проб. Прекратить закачку, закрыть скважину, заполнить бланк акта на глушение скважины по форме в соответствии с Регламентом бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин». Позволить скважине стабилизироваться в течение 0,5 часа.

# 8. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

## 8.1. ОХРАНА ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПОЖАРНАЯ ОХРАНА ПРИ ГЛУШЕНИИ И ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН

Общие организационно-технические требования, требования к скважине, требования к персоналу, оборудованию, инструменту и электрооборудованию определяются Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, утвержденными приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

8.1.1. Требования безопасности при подготовительных и монтажных работах.

8.1.1.1. Передвижение спецтехники и транспортирование оборудования на скважину должно проводиться под руководством ответственного лица, назначенного в установленном порядке.

8.1.1.2. Принимающие участие в транспортировке оборудования работники должны быть ознакомлены с трассой передвижения, опасными участками и мерами безопасности при их преодолении.

8.1.1.3. Запрещается передвижение оборудования при видимости менее 50 м и при порывах ветра более 30 м/сек.

8.1.1.4. Расположение агрегатов, оборудования, вспомогательных объектов на территории ремонтируемой скважины и её размеры должны соответствовать типовой схеме, утверждённой техническим руководителем организации. Бытовые помещения должны располагаться от устья скважины на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) агрегата плюс 10 м.

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

8.1.1.6. Территория, на которой устанавливается спецтехника, должна быть освобождена от посторонних предметов, расчищена от снега, спланирована. Пути возможной аварийной эвакуации должны быть свободны.

8.1.1.7. При работе на кустах скважин, оборудованных центробежными насосами, электрокабели, попадающие в зону перемещения и монтажа оборудования ремонтных бригад и освоения, должны быть обесточены, сняты с эстакад (стоек) и закрыты кожухами (деревянными, металлическими), обеспечивающими сохранность изоляции и безопасность работающего персонала. После монтажа оборудования скважины куста пускаются в работу.

8.1.1.8. Скважину останавливают не менее чем за 4 часа до начала глушения. Скважины, оборудованные ЭПУ (УЭЦН) останавливают за сутки до начала глушения по согласованию с начальником ЦДНГ. Остановка и глушение высокодебитной скважины может производиться в присутствии бригады ТКРС на скважине по решению начальника ЦДНГ.

8.1.1.9. Отогревать замёрзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Применение для этих целей открытого огня запрещается.

8.1.1.10. С целью предотвращения разливов предусмотреть наличие на кустовой площадке емкостей для слива и сбора остатков нефти из нагнетательных линий и насосных агрегатов.

8.1.1.11. Для контроля за состоянием воздушной среды установить газоанализаторы типа СГГ‑20, ALTAIR или их аналоги, снабжённые устройствами для подачи звукового сигнала при достижении концентрации паров углеводородов в рабочей зоне свыше 300 мг/м3, при содержании сероводорода в воздухе рабочей зоны выше 3 и выше 10 мг/м3.

8.1.1.12. Установленные контрольно-измерительные приборы должны быть аттестованы в установленном порядке. Функционирование приборов проверяется до начала работ.

8.1.1.13. Всё оборудование и агрегаты специального назначения, используемые при глушении скважин жидкостями на нефтяной основе, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Автоцистерны, перевозящие жидкости глушения на нефтяной основе должны иметь:

* свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасного груза;
* копии свидетельств, заверенные в установленном порядке, о подготовке водителей транспортных средств, используемых для перевозки опасных грузов;
* оригинал свидетельства о поверке автоцистерн.

8.1.1.14. Ёмкость с жидкостью глушения на нефтяной основе должна находиться на расстоянии не менее 3 м от двигателя насосного агрегата.

8.1.1.15. Отечественное оборудование, устройства освещения, сигнализации и связи, должны предусматриваться во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей. Импортное оборудование должно иметь сертификат изготовителя о допустимости его эксплуатации во взрывоопасной зоне и среде.

8.1.1.16. Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках и нарушениях схем управления запрещается.

8.1.1.17. Проведение сварочных и других работ с применением открытого огня на кустовой площадке строго запрещается. Проведение подобных работ допускается при наличии оформленного наряд-допуска в соответствии с приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Инструкцией ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П3-05 И-75484 ЮЛ-428 «Организация безопасного проведения огневых работ на объектах Общества».

8.1.2. Требования безопасности при выполнении работ.

8.1.2.1. Непосредственно перед началом работ по глушению скважин бригада должна быть ознакомлена с планом работ, а также с возможными осложнениями и авариями в процессе работ с планом локализации и ликвидации возможных аварий. С работниками должен быть проведен инструктаж по программе первичного и повторного инструктажа на рабочем месте для персонала, участвующего в глушении скважин с применением жидкостей глушения на нефтяной основе, включающую инструкцию по выполнению работ, связанных с применением при глушении жидкостей глушения на нефтяной основе.

8.1.2.2. Перед началом работ мастером ремонтной бригады производится проверка используемого оборудования по условиям взрывопожаробезопасности, наличие и исправность СИЗ.

8.1.2.3. Перед началом глушения ёмкость долива должна быть заполнена жидкостью глушения на нефтяной основе в объёме и плотностью согласно плану работ.

8.1.2.4. Перед глушением скважины на затрубную линейную задвижку устанавливается заглушка с манометром.

8.1.2.5. Руководитель вахты обязан занести в журнал учёта сведения о расходе жидкости глушения на нефтяной основе с точностью до 0,2 м3, а также о наличии её запаса.

8.1.3. Требования безопасности по предупреждению аварийных ситуаций.

8.1.3.1. Работники должны иметь навыки применения первичных средств пожаротушения.

8.1.3.2. Работники должны владеть приёмами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях в соответствии с действующими инструкциями.

8.1.4. Требования безопасности по окончании работ.

8.1.4.1. После глушения до начала ремонтных работ скважину следует закрыть, − по истечении 0,5-1 часа при отсутствии давления в трубном и затрубном пространстве скважина считается заглушенной.

8.1.4.2. Разборку промывочной линии производить только после снижения давления в нагнетательной линии до атмосферного. При этом задвижки фонтанной арматуры со стороны нагнетания необходимо закрыть.

8.1.4.3. Нефть из нагнетательной линии собрать в специальную ёмкость. Произвести откачку нефти из емкости для сбора слившейся нефти.

8.1.4.4. По окончании работ навести порядок на рабочем месте: собрать, почистить и уложить инструмент и приспособления. Промасленный обтирочный материал вывезти с территории кустовой площадки.

8.1.4.5. По окончании смены бурильщик (старший оператор) должен сообщить принимающему смену или мастеру о неисправностях оборудования, инструмента и возможных нарушениях режима работы.

8.1.5. Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда.

8.1.5.1. К работе по глушению скважин жидкостью глушения на нефтяной основе и ремонту скважин допускаются работники, прошедшие соответствующий инструктаж, ознакомленные с требованиями настоящего Технологического регламента. не имеющие противопоказаний по здоровью, прошедшие соответствующее обучение и проверку знаний по профессии.

8.1.5.2. Жидкость глушения на нефтяной основе является жидким токсичным продуктом, при попадании на кожу вызывает её раздражение. Работники бригад должны быть обеспечены спецодеждой согласно действующему приказу Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 № 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением». Обязательно пользоваться резиновыми рукавицами или перчатками. Оголенные участки тела смазывать защитным кремом.

8.1.5.3. В качестве первичных средств пожаротушения на кустовой площадке (скважине) до начала работ по глушению скважины иметь в наличии первичные средства пожаротушения согласно плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий в процессе текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин (огнетушители, пожарный щит укомплектованный ведро, лопата штыковая, лопата совковая, лом, асбестовое полотно (войлок), ящик с песком)

8.1.5.4. Ответственность за безопасное ведение работ несёт мастер ремонтной бригады, либо мастер по опережающему глушению скважин. Глушение скважины проводится под непосредственным руководством мастера ремонтной бригады, либо мастера по опережающему глушению скважин.

8.1.5.5. В процессе закачки жидкости глушения на нефтяной основе запрещается крепление элементов обвязки, находящихся под давлением. Ремонт нагнетательных трубопроводов, обвязки устья скважины или узлов агрегатов необходимо проводить только после остановки агрегатов и стравливания давления до атмосферного.

8.1.5.6. В процессе глушения необходимо вести наблюдение за показаниями манометров, газоанализаторов, линиями обвязки, местонахождением людей. Не допускается нахождение людей вблизи трубопроводов под давлением.

8.1.5.7. При повышении концентрации паров углеводородов в воздухе рабочей зоны свыше 300 мг/м3, сероводорода - свыше 3 мг/м3 (при наличии паров углеводородов, либо 10 мг/м3 при отсутствии паров углеводородов); работы должны быть остановлены, люди выведены из опасной зоны.

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

8.1.5.9. После глушения до начала разгерметизации устья и подъёма подземного оборудования скважина должна находиться в простое не более 72 часов. В случае отсутствия постоянного долива скважины и контроля безопасного статического уровня по истечении 72 часов необходимо произвести повторное глушение скважины.

8.1.5.10. При простое скважины более 4-х часов после глушения, либо по непредвиденным обстоятельствам, в процессе ремонта, без обеспечения мероприятий, предусмотренных в п. 8.1.5.8, перед возобновлением работ необходимо произвести промывку скважины до выравнивания плотности раствора, в случае отрицательного результата произвести повторное глушение скважины по дополнительному листу глушения. Необходимость проведения промывки согласовывается с работником ОСРСиСТ, по результатам замера уровней в скважине. В процессе ремонта скважины необходимо каждые 3 часа, либо по согласованию с работником ОСРСиСТ, проводить контроль уровня жидкости в скважине.

8.1.5.11. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости глушения на нефтяной основе соответствующей плотности в количестве: непосредственно на скважине в блоке долива не менее 10 м3 и не менее двух объемов скважины, находящихся на скважине или на узле приготовления раствора (пункте налива).

## 8.2. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Работы по глушению скважин жидкостью глушения на нефтяной основе должны проводиться в строгом соответствии с нормативными документами, инструкциями и правилами охраны окружающей среды, действующими в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Глушение скважины можно начинать только после оформления двухстороннего акта приёма-сдачи скважины в ремонт (Приложение 10 Регламента бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин») указанием места утилизации используемых в процессе глушения скважины жидкостей.

8.2.1. Охрана почв и водных объектов.

8.2.1.1. Жидкость глушения на нефтяной основе и скважинная продукция (нефть, пластовые минерализованные воды) являются потенциально сильными загрязнителями окружающей среды. С целью исключения попадания их в окружающую среду доставка жидкости глушения на нефтяной основе на кустовые площадки должна осуществляться спецтранспортом. В процессе глушения скважинная жидкость должна утилизироваться путем вывоза на установку подготовки нефти.

8.2.1.2. Предусмотреть наличие емкостей для сбора нефти при разборе нагнетательной линии.

8.2.1.3. В случае непредвиденного разлива нефти на поверхность кустовой площадки бригада должна действовать в соответствии с действующим планом локализации и ликвидации последствий аварий, разработанным в соответствии с приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

8.2.2. Охрана атмосферного воздуха от загрязнений.

8.2.2.1. Поддерживать в исправном состоянии наливной люк, дыхательный клапан и задвижку ёмкости для нефти.

8.2.2.2. Применяемая при глушении скважин жидкостями глушения на нефтяной основе спецтехника должна своевременно проходить контроль массы выбросов загрязняющих веществ с помощью газоанализаторов.

8.2.3. Утилизация жидкости глушения.

8.2.3.1. Утилизация жидкости глушения на нефтяной основе производится путём вывоза на УППН.

## 8.3. ПЕРЕЧЕНЬ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ, СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

8.3.1. Для контроля за состоянием воздушной среды установить газоанализатор типа СГГ – 20 или его аналог, снабжённый устройствами для подачи звукового сигнала при достижении концентрации паров углеводородов в рабочей зоне свыше 300 мг/м3.

8.3.2. Следить за давлением нагнетания насосного агрегата. Насосные агрегаты оборудуются предохранительным устройствами (клапанами) для исключения превышения давления нагнетания.

8.3.3. Агрегаты и автоцистерны, используемые при глушении скважин жидкостями глушения на нефтяной основе, должны быть дополнительно оснащены искрогасителями двигателей внутреннего сгорания и заслонками экстренного перекрытия доступа воздуха в двигатель (воздухозаборник).

## 8.4. ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫЕ И ТОКСИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ И ПОЛУЧАЕМЫХ ВЕЩЕСТВ

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производств представлены в Таблице 6.

## 8.5. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ ПО ВЗРЫВООПАСНОСТИ

8.5.1. Классификация технологических блоков по взрывоопасности представлена в Таблице 7.

## 8.6. ПРАВИЛА АВАРИЙНОЙ ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА, ВОЗМОЖНЫЕ АВАРИЙНЫЕ СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА, СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ

Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации представлены в Таблице 8.

**Таблица 6**

**Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, ПОЛУПРОДУКТОВ, ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ, ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА** | **АГРЕГАТНОЕ СОСТОЯНИЕ** | **КЛАСС ОПАСНОСТИ** | **ТЕМПЕРАТУРА, °C** | | | **КОНЦЕНТРАЦИОННЫЕ ПРЕДЕЛЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЛАМЕНИ** | | **ХАРАКТЕРИСТИКА ТОКСИЧНОСТИ (ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА)** | **ПДК ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУХЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ** |
| **ВСПЫШКИ** | **ВОСПЛАМЕНЕНИЯ** | **САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ** | **НИЖНИЙ** | **ВЕРХНИЙ** |
| 1 | Жидкость глушения на нефтяной основе | жидкое | 3 | - | - | - | - | - | - | 300 мг/м3 |
| 2 | Пары углеводородов | газообразное | 3 | - | - | - | - | - | - | 300 мг/м3 |
| 3 | Сероводород | газообразное | 2 | - | - | - | - | - | Фиброгенное воздействие | 10 мг/м3 |
| 4 | Сероводород совместно с парами углеводородов | газообразное | 2 | - | - | - | - | - | Фиброгенное воздействие | 3 мг/м3 |

**Таблица 7**

**Классификация технологических блоков по взрывоопасности**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **НОМЕР БЛОКА** | **НОМЕР ПОЗИЦИИ АППАРАТУРЫ, ОБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ, СОСТАВЛЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БЛОКА** | **ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БЛОКА** | **КАТЕГОРИЯ ВЗЫВОПОЖАРООПАСНОСТИ** | **КЛАССЫ ЗОН ПО УРОВНЮ ОПАСНОСТИ ВОЗМОЖНЫХ НАРУШЕНИЙ ТРАВМИРОВАНИЯ ПЕРСОНАЛА** |
| 1 | Глушение и промывка скважины | - | - | 3 | - |

**Таблица 8**

**Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **ВИД АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА** | **ПРИЧИНА ВОЗНИКНОВЕНИЯ** | **ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПО УСТРАНЕНИЮ АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ** |
| 1 | Достижение концентрации паров углеводородов в рабочей зоне ведения работ свыше 300 мг/м3 | Утечка паров углеводородов | Прекратить работы, устранить утечку паров углеводородов |
| 2 | Достижение концентрации сероводорода в рабочей зоне ведения работ свыше 3 (10) мг/м3 | Выделение сероводорода из скважинной продукции в воздух рабочей зоны | Прекратить работы, покинуть зону загазованности |

## 8.7. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ

8.7.1. Средства контроля за содержанием взрывоопасных и токсичных веществ в воздухе рабочей зоны-установить газоанализатор типа СГГ–20 или его аналог, снабжённый устройствами для подачи звукового сигнала при достижении концентрации паров углеводородов в рабочей зоне свыше 300 мг/м3, а также газоанализатор типа ALTAIR снабжённый устройствами для подачи звукового сигнала при достижении концентрации сероводорода в рабочей зоне свыше 3 мг/м3.

8.7.2. Периодичность контроля за образованием в процессе эксплуатации производства взрывоопасных концентраций – постоянно, токсичных – в соответствии с приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

## 8.8. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

8.8.1. Безопасные методы обращения с пирофорными отложениями - пирофорные вещества не используются.

8.8.2. Обезвреживание и нейтрализация продуктов производства при возможных разливах и авариях производится зачисткой территории проведения работ от нефти.

8.8.3. Работники, занятые глушением и промывкой скважин, должны быть обеспечены СИЗ работающих согласно типовым нормам выдачи.

8.8.4. Удаление остатков жидкости глушения на нефтяной основе из технологических труб производится на дренажную емкость, бак мерный насосного агрегата.

## 8.9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ

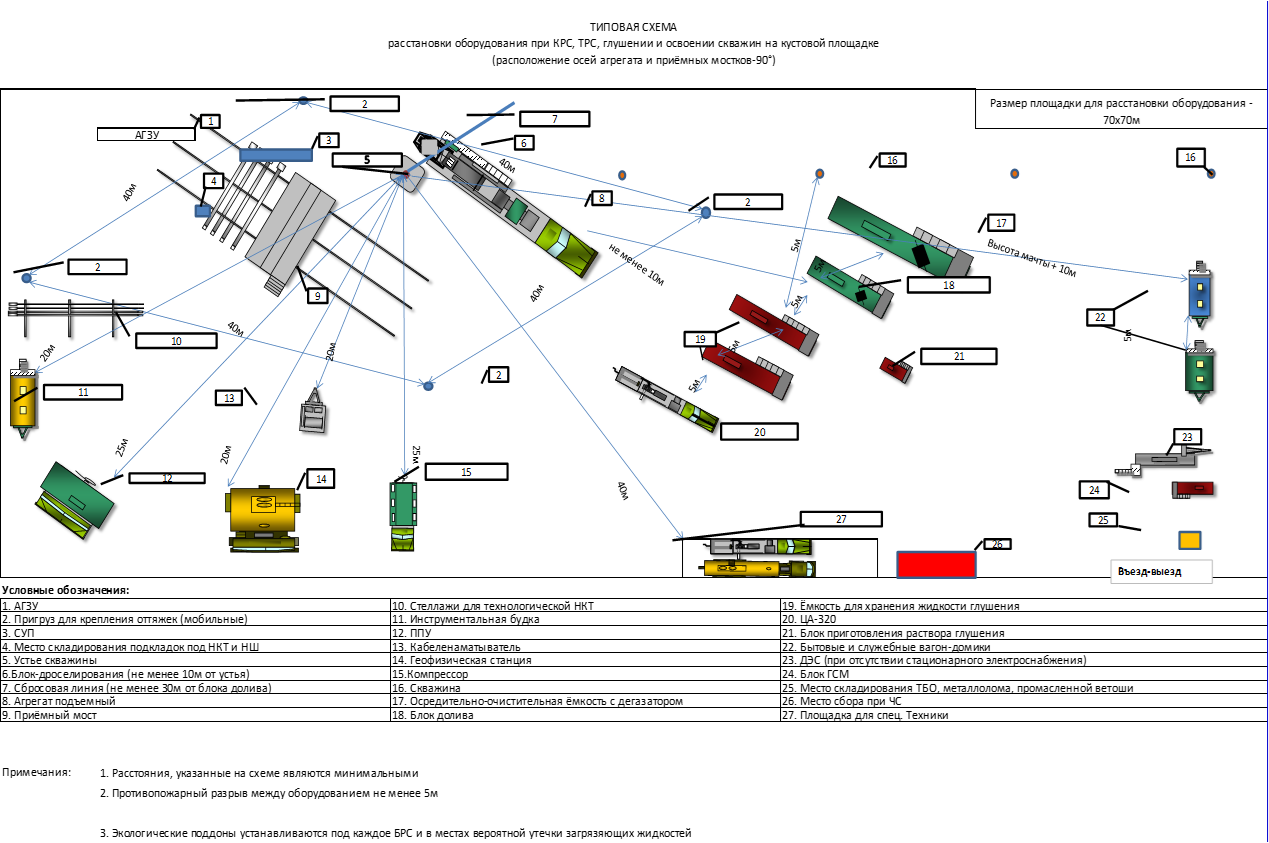
8.9.1. Данные по выбросам в атмосферу представлены в Таблице 10.

**Таблица 10**

**Выбросы в атмосферу**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА** | **КОЛИЧЕСТВО ОБРАЗОВАНИЯ ВЫБРОСОВ ПО ВИДАМ** | **УСЛОВИЕ (МЕТОД) ЛИКВИДАЦИИ, ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ, УТИЛИЗАЦИИ** | **ПЕРИОДИЧНОСТЬ ВЫБРОСОВ** | **УСТАНОВЛЕННАЯ НОРМА СОДЕРЖАНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЙ В ВЫБРОСАХ, МГ/М3** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| 1 | В месте проведения работ | технологические | проветривание | не постоянная | менее 300 мг/м3 | - |

# 9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА

Технологическая схема процесса глушения и промывки представлена на Рисунке 2.

**Рис. 2 Типовая схема расстановки оборудования при КРС, ТРС, глушении и освоении скважин на кустовой площадке**

# 

# 10. ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Экспликация оборудования представлена в Таблице 11.

**Таблица 11**

**Экспликация оборудования**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **НАИМЕНОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ** | **ИНДЕКС ПО СХЕМЕ** | **КОЛИЧЕСТВО** |
| 1 | Насосный агрегат | Насосный агрегат | 1 |
| 2 | Автоцистерна промысловая | Автоцистерна промысловая | 1 |
| 3 | Технологическая емкость | Технологическая емкость | 1 |

# 11. СХЕМА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ

Схема взаимодействия структурных подразделений при производстве глушения скважин представлена в Таблице 12.

**Таблица 12**

**Схема взаимодействия структурных подразделений**

| **№** | **ОПЕРАЦИЯ (ФУНКЦИЯ)** | **ОТВЕТСТВЕННЫЙ Исполнитель** |
| --- | --- | --- |
| 1 | Оформление и согласование наряд-заказа на ремонт скважины с листом глушения | Работник ТС УНП (при проведении ТРС), Работник ГС УНП (при проведении КРС) |
| 2 | Оформление и согласование плана работ | Представитель Подрядной организации |
| 3 | Подготовка кустовой площадки | Мастер по добыче нефти, газа и конденсата ЦДНГ УНП |
| 4 | Оформление разрешительной документации | ИТР Подрядной организации, осуществляющей глушение скважины (мастер, технолог) |
| 5 | Определение места налива подготовленной нефти, технической воды. Определение места утилизации | Работник ТС УНП |
| 6 | Завоз подготовленной нефти, технической воды | Диспетчер производственно-диспетчерской службы УНП |
| 7 | Приготовление жидкости глушения | ИТР Подрядной организации, осуществляющей глушение скважины (мастер, технолог) |
| 8 | Производство глушения скважины | ИТР Подрядной организации, осуществляющей глушение скважины (мастер, технолог) |
| 9 | Контроль процесса глушения скважин | Работник ОСРСиСТ |

# 12. ССЫЛКИ

1. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
2. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 № 970н **«**Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
3. ГОСТ Р 52340-2005. Нефть. Определение давления паров методом расширения
4. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
5. Методические указания Компании № П2-05.01 М-0027 «Приготовление и применение жидкостей глушения».
6. Технологический регламент Компании № П1-01.05 ТР-0001 «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов».
7. Регламент бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин».
8. Инструкция ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П3-05 И-75484 ЮЛ-428 «Организация безопасного проведения огневых работ на объектах Общества».

# 13. ПРИЛОЖЕНИЯ

**Таблица 13**

**Перечень Приложений к Технологическому регламенту ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| 1 | Форма «Паспорт качества жидкости глушения» | Включено в настоящий файл |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1 ФОРМА «ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ»**

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ

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

Получатель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Месторождение \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ куст \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ скважина \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Автомобиль марка \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ гос. № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Параметры жидкости глушения:

Плотность \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г/см3.

Условная вязкость \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ сек.

КВЧ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ мг/л.

Соответствие требованиям ГОСТ Р 51858-2002 \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Температура жидкости глушения:

Тн \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ °С;

Объём выданной жидкости глушения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ м3.

Примечание: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Подпись ответственного выдавшего жидкости глушения

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /

(Ф.И.О.)

Подпись ответственного принявшего жидкости глушения

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /

(Ф.И.О.)