|  |  |
| --- | --- |
| **СОГЛАСОВАНО:**  **Начальник ПАСФ**  **ООО «Нефтегазобезопасность»**  **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ В.И. Демчук**  **«24» августа 2021 г.** | **УТВЕРЖДЕНА**  **Приказом АО «Востсибнефтегаз»**  **от «24» августа 2021 г. № 1217**  **Введена в действие с «24» августа 2021 г.** |

|  |
| --- |
| **ИНСТРУКЦИЯ АО «ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ»** |

**ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ СКВАЖИН**

**№ П1-01.05 И-1130 ЮЛ-107**

**ВЕРСИЯ 4**

**г. Красноярск**

**2021**

# СОДЕРЖАНИЕ

[1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3](#_Toc81921920)

[НАЗНАЧЕНИЕ 3](#_Toc81921921)

[ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 3](#_Toc81921922)

[ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ 4](#_Toc81921923)

[2. ГЛОССАРИЙ 5](#_Toc81921924)

[2.1 ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc81921925)

[2.2 РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc81921926)

[2.3 ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА 5](#_Toc81921927)

[2.4 СОКРАЩЕНИЯ 7](#_Toc81921928)

[3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 10](#_Toc81921929)

[4. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГНВП И СПОСОБЫ ИХ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ 11](#_Toc81921930)

[4.1. ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП 11](#_Toc81921931)

[4.2. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОФ 14](#_Toc81921932)

[5. ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП 15](#_Toc81921933)

[6. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ 22](#_Toc81921934)

[7. НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ 23](#_Toc81921935)

[8. КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП 27](#_Toc81921936)

[9. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ 28](#_Toc81921937)

[10. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН 32](#_Toc81921938)

[11. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И РАБОЧИЕ ЖИДКОСТИ 34](#_Toc81921939)

[12. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И РАННЕМУ ОБНАРУЖЕНИЮ ГНВП 36](#_Toc81921940)

[13. ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ ПРИЗНАКОВ ГНВП 38](#_Toc81921941)

[14. ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ ПРИ ГНВП И ОФ 40](#_Toc81921942)

[15. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ОРГАНИЗАЦИЮ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП 45](#_Toc81921943)

[16. ССЫЛКИ 46](#_Toc81921944)

[ПРИЛОЖЕНИЯ 48](#_Toc81921945)

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Инструкция АО «Востсибнефтегаз» устанавливает порядок организации и выполнения мероприятий по предотвращению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, геофизических исследованиях, ликвидации и эксплуатации скважин на объектах АО «Востсибнефтегаз».

Настоящая Инструкция разработана в соответствии с требованиями:

* [Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»](consultantplus://offline/ref=40AEDC2F7E310FB751377110F1A7337A0AE31EA6EA922144EF25A6861666D5EC2E379F1354DAC6C6B59B7BDE6D3BF9EE4867E1CAD0CF001F9E7BD9D4W2M9K);
* [Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;](consultantplus://offline/ref=B2EAFAB76A2190F2920D21AA040A5275C8D8C222ACADC5A38BA1188BCD28DAF30F16D947F8576336FBAD23FF22751EDB727F184F7BB0E512DB72J)
* [ГОСТ Р ИСО 14001-2016](consultantplus://offline/ref=A5394BAFC8455C00E6419CCBF92A737CFF0A5F08127E9507A7056549AA3805307A35CCB2FBE710C27C977CF35C25BCCEF3A04EF4DFD9B356E0C690w2UCK);
* [ГОСТ Р ИСО 45001-2020;](consultantplus://offline/ref=6151234C4049CD422841012D205BAFFF48E0BD67ABA3B23D3DD06403CCE68993DBA9B95F6220F199ADF75F25234BC7E5FB36927F5600A0TDV1K)
* [РД 08-254-98](consultantplus://offline/ref=55983EDBDD98E12397B50169BE05940BD33810DCB3EE8BEEF29DD2195E315DBCC06A2B06FAA260326AD497DDF0CA2E31AD32BE92C3F1FE90AE62A629V0NEK);

* [Политики Компании № П3-05 П-11 «В области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды»;](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2179799)
* [Положения Компании № П3-05 С-0257 «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2023146).

## ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящая Инструкция является обязательной для исполнения работниками:

* структурных подразделений, подчиненных заместителю генерального директора по производству – главному инженеруАО «Востсибнефтегаз»;
* структурных подразделений, подчиненных заместителю генерального директора по бурениюАО «Востсибнефтегаз»;
* структурных подразделений, подчиненных заместителю генерального директора – главному геологуАО «Востсибнефтегаз»;
* структурных подразделений, подчиненных заместителю генерального директора по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды АО «Востсибнефтегаз»,

задействованными в процессе строительства, реконструкции, ремонта, освоении, испытании, геофизических исследованиях, ликвидации и эксплуатации скважин, а также в организации профилактической работы по предупреждению ГНВП и ОФ на объектах Общества.

Структурные подразделения АО «Востсибнефтегаз» при оформлении договоров с подрядными (сервисными) организациями, оказывающими услуги/выполняющими работы по строительству, реконструкции, ремонту, освоению, испытанию, геофизическим исследованиям, ликвидации и эксплуатации скважин, в том числе с организациями, оказывающими услуги/выполняющими работы в области предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на объектах АО «Востсибнефтегаз», обязаны включить в договоры соответствующие условия, для соблюдения подрядной (сервисной) организацией требований, установленных настоящей Инструкцией.

## ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ

Настоящая Инструкция является локальным нормативным документом постоянного действия.

# ГЛОССАРИЙ

## ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящей Инструкции используются термины Корпоративного глоссария: *Аварийно-спасательное формирование, Аварийно-спасательные работы, Авария, Выброс из скважины (Выброс), Газовый фактор скважины (Газовый фактор), Газонефтеводопроявление на скважине (Газонефтеводопроявление, ГНВП), Геофизические исследования и работы в скважинах, Гидроразрыв пласта (ГРП), Глушение скважины, Зарезка (бурение) бокового ствола (ЗБС), Инцидент, Капитальный ремонт скважин (КРС), Ликвидация газонефтеводопроявления, Локальный нормативный документ (ЛНД), Надежность, Насосно-компрессорная труба (НКТ), Обсадная колонна, Опасный производственный объект (ОПО), Открытый фонтан скважины (Открытый фонтан), Пластовое давление, Подрядная организация (Подрядчик), Проектная организация, Предупреждение газонефтеводопроявления, Противофонтанные службы/Противофонтанные военизированные части, Работник, Реконструкция скважины, Строительство скважин, Структурное подразделение (СП), Текущий ремонт скважины (ТРС), Учебное занятие (Учебно-тренировочное занятие, Учебная тревога, Противоаварийная тренировка), Фонтанная безопасность, Фонтаноопасность.*

## РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящей Инструкции используются роли Корпоративного глоссария: *Персонал, Производственный персонал, Супервайзер.*

## ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ | - | это давление, определяемое весом столба раствора (жидкости) выше рассматриваемого сечения, приходящегося на единицу площади. |
| ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ | - | гидравлические или пневматические испытания (опрессовка), с целью проверки на прочность, целостность и герметичность оборудования и материалов. Необходимая процедура, свидетельствующая о надежности оборудования и материалов. |
| ДЕПРЕССИЯ | - | превышение пластового давления над забойным. |
| ЗАКАЗЧИК | - | АО «Востсибнефтегаз», заключающее договоры на выполнение работ и услуг на объектах ПАО «НК «Роснефть», АО «Востсибнефтегаз» и арендованных АО «Востсибнефтегаз» у ПАО «НК «Роснефть». |
| ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ | - | комплекс мероприятий по вызову и интенсификации притока флюида и определению дебита, физико-химических свойств жидкостей и газа, давления и температуры. |
| КОНТРОЛЬ СКВАЖИНЫ | - | контроль состояния скважины с позиций недопущения газонефтеводопроявления, включающий два барьера (стадии, уровня, линии) защиты.  Первый барьер - предотвращение притока пластового флюида в скважину за счёт поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;  Второй барьер - предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счёт использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования. |
| ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ | - | вывод скважины из производственного процесса по техническим, геологическим и технологическим причинам и перевод ее в состояние, обеспечивающее охрану недр, безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, зданий и сооружений в зоне ее влияния. |
| ОБЩЕСТВО | - | Акционерное общество «Восточно - Сибирская нефтегазовая компания» (АО «Востсибнефтегаз»). |
| ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ | - | комплект оборудования предназначенного для герметизации устья скважины со спущенным бурильным инструментом и без него, обеспечивающего возможность рассаживания и подвески бурильного инструмента, а также возможности воздействия на пласт и проведения работ по цементированию, состоящее из следующего оборудования:   * стволовая сборка: универсальные, плашечные превентора, устьевые крестовины, катушки монтажные и переходные, фланцы адаптерные; * манифольд противовыбросовый (включая линию газосепатарора и линии сбросов на факел); * блок глушения, дросселирования, опробирования в составе: тройники, крестовины, кубы, дросселя механические и гидравлические, клапаны обратные, фланцы с быстроразъемными соединениями; * труба напорная, угольники кованые, тройники, крестовины, кубы, задвижки с гидравлическим и механическим управлением, фланцы продувочные и адаптерные; * система управления противовыбросовым оборудованием (основные и вспомогательные пульты управления, маслопроводы и пневмопроводы, пульты управления гидравлическими дросселями); * запорные устройства трубного пространства, бурильных и насосно-компрессорных труб: краны шаровые; клапаны обратные; конусно-манжетные обратные клапаны; конусные клапаны с резиновыми уплотнителями и со съемными седлами; аварийная труба, и др.; * вспомогательное оборудование (отбойные щиты, штурвалы, стойки/тумбы крепления манифольдных линии, крепеж, фланцевые разъемные воронки/ванны). |
| РАБОЧЕЕ ДАВЕНИЕ ОБОУДОВАНИЯ | - | максимальное избыточное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса. Это давление, характеризующее эксплуатационные качества оборудования, гарантируемые заводом-изготовителем, или установленное экспертной организацией по результатам обследования его технического состояния. |
| РЕПРЕССИЯ | - | превышение забойного давления над пластовым. |
| СПЕЦИАЛЬНАЯ (АВАРИЙНАЯ) труба | - | стальная труба с прочностными характеристиками, соответствующими верхней секции используемой бурильной колонны и насосно-компрессорных труб, окрашенная в красный цвет и имеющая 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. |
| УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ | - | техническое средство или совокупность технических средств, устанавливаемых на устье скважины нефтяной или газовой залежи при ее строительстве, эксплуатации или ремонте, предназначенных для выполнения одной или нескольких самостоятельных функций, связанных с герметизацией устья [[ГОСТ 28996-91](consultantplus://offline/ref=D8F48CB45E0742779B33B95C1FE67805E07F164622D586D330EFCA4BA56AD4E91F7B619CF84AEE63743F6C5B4DB6DEF789DABE8BFE3C82DB3452L5T8H)]. |
| УЧЕБНАЯ ТРЕВОГА «ВЫБРОС» | - | плановое или внеплановое проверочно-учебное мероприятие, проводимое со специалистами и работниками, работающими на скважине, в форме проверки без нарушения технологического процесса по плану локализации и ликвидации последствий аварий. |

## СОКРАЩЕНИЯ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| АСФ | - | аварийно-спасательное формирование. | |
| БГ | - | блок глушения. | |
| БД | - | блок дросселирования. | |
| БРД | - | система бурения с регулируемым давлением. | |
| ВЗД | - | винтовой забойный двигатель. | |
| ГНВП | - | газонефтеводопроявление. | |
| ГТИ | - | геолого-технические исследования. | |
| ДВС | - | двигатель внутреннего сгорания. | |
| ИТР | - | инженерно-технический работник. | |
| КИП | - | контрольно-измерительные приборы. | |
| КОШ | - | клапан обратный шаровой. | |
| КНБК | - | компоновка низа бурильной колонны. |
| КШЗ | - | кран шаровой запорный. |
| ОК | - | обсадная колонна. |
| ОПО | - | опасный производственный объект. |
| ОФ | - | открытый фонтан скважины. |
| ПАСФ | - | профессиональное аварийно-спасательное формирование. |
| ПВО | - | противовыбросовое оборудование. |
| ПВР | - | прострелочно-взрывные работы. |
| ПГА | - | пневмогидроаккумуляторы. |
| ПЛА | - | план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. |
| ППГ | - | превентор плашечный гидравлический. |
| ПУГ | - | превентор универсальный гидравлический. |
| ПФС | - | противофонтанная служба (лицензированная организация, оказывающая услуги по противофонтанному обслуживанию). |
| СИЗ | - | средства индивидуальной защиты. |
| СНС | - | статистическое напряжение сдвига. |
| СПО | - | спускоподъемные операции. |
| ССРСиСТ | - | сектор супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий АО «Востсибнефтегаз». |
| СУСГ | - | сальник устьевой с самоустанавливающей головкой. |
| ТКРС | - | текущий и капитальный ремонт скважин. |
| УСБ | - | управление супервайзинга бурения АО «Востсибнефтегаз». |
| УЭЦН | - | установка электроприводного центробежного насоса. |
| УТЗ | - | учебно-тренировочное занятие. |
| ЦА | - | цементировочный агрегат. |
| ЦДНГ | - | цех по добыче нефти и газа. |
| ФА | - | фонтанная арматура (скважины). |
| ЭКМ | - | электро-контактный манометр. |

# ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящая Инструкция распространяется на СП и подрядные организации, задействованные в процессе строительства, реконструкции, ремонта, освоения, испытания, геофизических исследований, ликвидации и эксплуатации скважин на объектах Общества.
2. Для всех ОПО I, II, III классов опасности разрабатываются ПЛА в порядке, установленном [Положением о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах](consultantplus://offline/ref=B06F03A5B9B8CF85F33DC8FA8E7F71F7E2DBABDA4BA05136E620BC8197C0BA1853EB4983C13B3D81D8F1BDE07471C77233A68401752AF9575E9C61E8i1dEK).
3. Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект (Общество, подрядная организация), должна разработать инструкцию по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, учитывающую специфику эксплуатации месторождений и технологию проведения работ при бурении, освоении, геофизических исследованиях скважин, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин, а также при ведении геофизических и ПВР на скважинах, и согласовать ее с ПАСФ.
4. Буровые и ремонтные организации должны разрабатывать инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО в соответствии с применяемым оборудованием, технологией ведения работ и инструкциями по монтажу, техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту изготовителей.
5. Выбор типа ПВО и колонной головки, схема установки и обвязки ПВО, блоков глушения и дросселирования осуществляются проектной организацией и согласовываются с заказчиком.
6. Общество осуществляет оперативный производственный контроль по предупреждению ГНВП и ОФ по всему циклу работ, связанных со строительством, реконструкцией, ремонтом, освоением, испытанием, геофизическими исследованиями, ликвидацией и эксплуатацией скважин.
7. В соответствии с [Федеральным законом от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»](consultantplus://offline/ref=40AEDC2F7E310FB751377110F1A7337A0AE31EA6EA922144EF25A6861666D5EC2E379F1354DAC6C6B59B7BDE6D3BF9EE4867E1CAD0CF001F9E7BD9D4W2M9K), а также пунктом 6 [Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»](consultantplus://offline/ref=70ECB8759858A27E700FDB1048E34813F275D4D34F19241D35F6AA2A2F79EB069112A157028CD1F0F74D1CF1DE768B1087387373841D8C4023hCK), подрядные организации, эксплуатирующие собственные опасные производственные объекты, предусмотренные частью 2 статьи 10 [Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»](consultantplus://offline/ref=40AEDC2F7E310FB751377110F1A7337A0AE31EA6EA922144EF25A6861666D5EC2E379F1354DAC6C6B59B7BDE6D3BF9EE4867E1CAD0CF001F9E7BD9D4W2M9K), при проведении работ по строительству, освоению, реконструкции и ремонте скважин, заключают договоры с АСФ на выполнение комплекса работ по противофонтанной безопасности.
8. При выполнении работ, связанных с ликвидацией ГНВП и ОФ, следует руководствоваться [Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов](consultantplus://offline/ref=48F921A0F5D757DA02850CFAD45FC1885EEFC7C0F93D8FE2AB3034C30AD37B19DC5C2B2439C1A361E4D280B47ECF4C52190EB3DA6B8244m2C6D).

# ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГНВП И СПОСОБЫ ИХ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ

## ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП

1. Одним из основных условий возникновения ГНВП является поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластовым давлением забойного.
2. Забойное давление в скважине, во всех случаях, зависит от величины гидростатического давления раствора, заполняющего скважину и дополнительных репрессий, вызванных проводимыми на скважине работами (или простоями).
3. Технологические причины, зависящие от исполнителей работ, связаны с нарушением планов (программ) работ и отклонением от проектных решений, которые включают:
4. При подъеме труб:

* несвоевременный долив скважины (несоответствие доливаемой жидкости к расчетной);
* подъем инструмента с сифоном;
* превышение скорости подъема с возникновением эффекта свабирования;
* большие значения СНС промывочной жидкости.

1. При спуске труб:

* гидроразрыв пласта, нарушение скорости спуска, резкое торможение с возникновением гидропоршневого эффекта;
* отсутствие контроля уровня промывочной жидкости в затрубном пространстве (несоответствие вытесняемой жидкости к расчетной);
* спуск труб без заполнения их промывочной жидкостью.

1. При креплении скважины:

* недолив промывочной жидкости в колонну при ее спуске (при наличии обратного клапана);
* отсутствие контроля уровня промывочной жидкости в затрубном пространстве (несоответствие вытесняемой жидкости к расчетной) (при отсутствии обратного клапана);
* гидроразрыв пласта, нарушение скорости спуска (гидропоршневой эффект при спуске ОК);
* нарушение технологий приготовления и закачки цементного раствора, буферной жидкости (неверные расчеты удельного веса цементного раствора и продавочной жидкости).

1. При остановках без промывки:

* разгазирование промывочной жидкости в призабойной части при длительных простоях без промывки;
* при установке жидкостных ванн с более низкой плотностью при ликвидации прихватов;
* отсутствие контроля за скважиной (отсутствие контроля уровня промывочной жидкости в затрубном пространстве);
* несоответствие реологический свойств промывочной жидкости к программным значениям (расслоение).

1. Другие причины:

* глушение скважины перед началом работ неполным объемом или отдельными порциями;
* нарушение технологии эксплуатации и ремонта скважины;
* поглощение промывочной жидкости, находящегося в скважине;
* недостаточная дегазация промывочной жидкости в процессе ремонта скважины;
* снижение гидростатического давления столба промывочной жидкости из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей промывочной жидкости в трубном и затрубном пространствах;
* снижение плотности промывочной жидкости;
* высокое значение вязкости и СНС промывочной жидкости;
* некачественное крепление технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты.

1. Наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа, значительно увеличивает опасность возникновения ГНВП, даже если пластовое давление ниже гидростатического. Повышенная опасность объясняется следующими свойствами газа:

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

1. 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 счет ошибок при проектировании. Контроль за появлением признаков ГНВП должен быть постоянным.
2. Открытый фонтан проще предупредить, чем ликвидировать.
3. Признаки ГНВП:
4. Для своевременного (раннего) обнаружения начала ГНВП необходимо знать признаки. Признаки могут быть «прямые и косвенные»:

* Прямые – появляются только в результате поступления пластового флюида (газ, нефть, вода) в ствол скважины – непосредственное возникновение ГНВП.
* Косвенные – свидетельствуют о возможном начале ГНВП, но могут появиться и по другим причинам, вызванные, как геологическим строением разреза скважины, так и технологическими особенностями при проведении работ.

1. Прямые признаки в себя включают:

* усиление потока выходящей из скважины промывочной жидкости при неизменной подачи насоса;
* уменьшение (против расчетного) объема доливаемой промывочной жидкости\*, в затрубное пространство при подъеме инструмента;
* увеличение объема (уровня) промывочной жидкости\* в приемных емкостях при бурении или проведении спуско - подъемных операций;
* поступление промывочной жидкости\* из скважины при неработающих насосах.

**При появлении прямых признаков работа останавливается и устье герметизируется.**

\*Работы должны быть прекращены и приняты меры по герметизации устья скважины при поступлении промывочной жидкости:

- при бурении скважин в объеме 0,5 м3;

- при ремонте скважин в объеме 0,2 м3.

1. Косвенные признаки в себя включают:

* изменение давления на насосах при прочих равных условиях их работы;
* изменение параметров промывочной жидкости (снижение плотности бурового раствора);
* резкий рост механической скорости при неизменных параметрах режима бурения;
* увеличение вращающего момента на роторе;
* увеличение веса бурильной колонны;
* превышение объёмного содержания газа в буровом растворе 5%.

При появлении косвенных признаков работа не останавливается, обеспечивается усиление контроля за возможным появлением прямых признаков.

При поступлении промывочной жидкости из скважины (в условиях контроля вытесняемой и доливаемой промывочной жидкости при спуско-подъемных операциях, а также, в условиях контроля выходящей промывочной жидкости при циркуляции и остановленных насосах) в объеме менее 0,2 м3 при ремонте скважин и менее 0,5 м3 при бурении скважин, возможно проведение технических стоянок (тех. отстой) для наблюдения, с целью исключения прямого признака, либо проведение спуска до забоя с контролем вытесняемой жидкости, для проведения промывки скважины.

1. При появлении перелива устье скважины должно быть загерметизировано. При росте давления на устье до допустимой величины [Pизк] (не должно превышать 80 % давления последней опрессовки обсадной колонны) производится стравливание с контролем забойного давления и закачкой промывочной жидкости.
2. При обнаружении ГНВП буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, информировать об этом руководство буровой организации, представителя ЗАКАЗЧИКА, ПФС (противофонтанную военизированную часть) и действовать в соответствии с ПЛА. После герметизации должны быть сняты показания манометров в трубном и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке. Устанавливается наблюдение за ростом давления, с фиксацией каждые 5 минут. При снижении интенсивности увеличения давления, сообщить представителю ЗАКАЗЧИКА и мастеру буровой для дальнейшего расчета плотности жидкости глушения.
3. При бурении скважины, работы по закачке жидкости глушения проводятся согласно расчетам, выполненным в листе глушения при строительстве и ЗБС ([приложение 1](#Приложение1)).
4. Методы и способы ликвидации ГНВП, должны определяться планом работ, исходя из геологических условий интервала бурения.
5. При надлежащем уровне организации работ, подавляющее большинство своевременно обнаруженных признаков ГНВП могут быть ликвидированы силами бригады.
6. Необходимо помнить, что любое ГНВП может привести к открытому фонтанированию скважины. Перечень фонтаноопасных работ и факторы фонтаноопасности приведен в [приложении 2](#Приложение2).

## ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОФ

1. Несоответствие конструкции скважины фактическим горно - геологическим условиям.
2. Несоответствие прочностных характеристик установленного противовыбросового оборудования фактическим давлениям, возникающим в процессе ликвидации ГНВП.
3. Низкое качество монтажа противовыбросового оборудования, несоблюдение установленных условий его эксплуатации.
4. Отступления от проектной конструкции скважины, нарушение технических условий свинчивания обсадных труб (недоспуск колонн до проектных отметок, негерметичность резьбовых соединений и т.п.).
5. Несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб. Срыв плашек превентора при расхаживании колонны труб.
6. Недостаточная дегазация раствора при возникновении ГНВП.
7. Несвоевременность обнаружения возникновения ГНВП.
8. Снижение прочности обсадной колонны в результате ее износа при спуско - подъемных операциях.
9. Недостаточная обученность производственного персонала, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений.
10. Низкая трудовая и производственная дисциплина.
11. Некачественное цементирование обсадных колонн.
12. Отсутствие противовыбросового оборудования.

# ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП

1. Производственные инструкции работников, задействованных в строительстве, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, геофизических исследованиях, ликвидации и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, должны включать конкретные обязанности при возникновении ГНВП и открытых фонтанов скважин.
2. Ежеквартальнос работниками подрядных организаций должен проводиться инструктаж по предупреждению возникновения ГНВП и ОФ в объеме программы утвержденной в установленном порядке подрядной организацией. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с оформлением в журнале инструктажей ([приложение](#Приложение3) 3).
3. План-график УТЗ по команде «Выброс» ([приложение 4](#Приложение4)) при всех видах технологических операций, при которых возможно ГНВП, а также по сигналу «Открытый фонтан», разрабатывается подрядной организацией на год. Проведение УТЗ по сигналу «Выброс» является основной формой практического обучения рабочих бригад текущего, капитального ремонта, освоения, бурения, реконструкции, испытания и исследования скважин первоочередным действиям при возникновении ГНВП и ОФ. Периодичность проведения учебных тревог по сигналу «Выброс» с каждой сменой бригады (дневной/ночной) не реже 1 раз в месяц. Результаты проведения и оценка действий вахты по сигналу «Выброс» должны отражаться в журнале учета УТЗ ([приложение 5](#Приложение5)), а также в вахтовом журнале ([приложение 6](#Приложение6)). При проведении УТЗ по сигналу «Выброс» герметизация устья должна занимать не более 5 минут.
4. При проведении технологических операций (геофизические иследования скважин, ГРП, ремонтно-изоляционные работы, обработку призабойной зоны, перфорация и т.п., не позволяющих выполнить действия по герметизации устья скважины превентором) учебная тревога «Выброс» проводится теоретически с имитацией действий по герметизации устья скважины.
5. Каждый случай ГНВП должен быть тщательно расследован в соответствии с [Положением Компании № П3-05 Р-0778 «Порядок расследования происшествий»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2890298), [Положением АО «Востсибнефтегаз» № П3-05 Р-0761 ЮЛ-107 «Расследование газонефтеводопроявлений без потери управления скважиной»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=1973477). Обстоятельства, и причины его возникновения проработаны с членами бригад текущего, капитального ремонта, освоения, бурения, реконструкции и испытания скважин, работниками Общества.
6. Руководители и работники Общества 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 по сигналу«Выброс» должны отражаться в журнале учета УТЗ, а также в вахтовом журнале.
7. Проверка объекта ПФС, допуск бригады к работе проводиться только после полного монтажа, опрессовки ПВО и получения специального разрешения ПФС. На момент проверки представителем ПФС обязательно присутствие механика подрядной организации.
8. Работы по реконструкции, ремонту, освоению, техническому перевооружению, исследованию, консервации и ликвидации скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем подрядчика и согласованным с Обществом и ПФС. Форма плана работ определяется договором на оказание услуг, связанных с ремонтом, освоением, техническим перевооружением, исследованием, консервацией и ликвидацией скважин. Порядок разработки и условия согласования плана работ по текущему, капитальному ремонту и реконструкции скважин устанавливается пунктом 1201 [Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»](consultantplus://offline/ref=155B617516A4C68D23F509029B66A4DF1AC0E7F8CE3B512CA81CFA36F8B05019C61EA98F9605F15F9EF7623BF073F92B3EC01E725DE0C74F9F669D0151IDF).
9. Отклонения от плана работ, обозначенных в п.5.8, оформляются дополнительным планом работ в установленной договором форме, утверждается техническим руководителем подрядчика и согласовывается Обществом и ПФС.
10. В плане работ на текущий, капитальный ремонт, освоение (испытание), ЗБС должны быть предусмотрены все виды выполняемых работ и технические средства, обеспечивающие безопасность и охрану окружающей среды с назначением ответственных лиц за выполнение каждой операций.
11. План работ на ремонт скважины должен содержать формулы расчета плотности жидкости глушения и непосредственно расчет плотности жидкости глушения, дату последнего замера пластового давления по соседним скважинам.
12. В плане работ должен предусматриваться своевременный перевод скважин на технологические жидкости с уточнением плотности при проведении фонтаноопасных технологических операций.
13. Работы по реконструкции скважин должны проводиться по плану, разработанному, согласованному и утвержденному в порядке, предусмотренном [Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»](consultantplus://offline/ref=E347BA82355CA25C42B9B4405365EECEA5E33F9381A8958FCBF3D272CF25B00DB03027B5ACB01D7A89667CF4A40E1641E1C31B998B4C7F6C867D843CtCc7D). Работы по реконструкции скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем подрядной организации и согласованным с Обществом и ПФС в соответствии с проектной документацией на реконструкцию фонда скважин месторождения, площади, куста. Перед разборкой устьевой арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространствах должно быть снижено до атмосферного. Скважину, оборудованную забойным клапаном - отсекателем, в которой не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов, промыть с целью выхода на поверхность газированной пачки раствора.
14. 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, устьевых (коренных) задвижек проводятся с обязательной герметизацией эксплуатационной колонны с спуском устьевого герметизатора (пакера) или установкой цементного моста и обязательным подтверждением герметичности на максимальное ожидаемое давление на устье, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.
15. Проектная документация на реконструкцию скважины дополнительно к требованиям, предъявляемым к рабочим проектам на строительство скважин должна содержать согласно [Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»](consultantplus://offline/ref=E347BA82355CA25C42B9B4405365EECEA5E33F9381A8958FCBF3D272CF25B00DB03027B5ACB01D7A89667CF4A40E1641E1C31B998B4C7F6C867D843CtCc7D):

* 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 проложения 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.

1. Проектная документация на реконструкцию скважины разрабатывается по заданию пользователя недр (Общества) проектной организацией.
2. Исходные данные для проектирования должны дополнительно включать:

* наличие (отсутствие) давления в межколонных пространствах;
* существующую конструкцию скважины;
* состояние обсадной колонны, ее остаточную прочность;
* состояние цементного камня за обсадной колонной;
* наличие заколонных перетоков;
* фактическое и проектное пространственное положение стволов;
* наличие цементного моста в обсадной колонне.

1. В плане работ должны быть указаны мероприятия по обеспечению безопасности работающих. Мероприятия по предотвращению аварий (ГНВП и т.п.), инцидентов и осложнений. При реконструкции и ремонте скважин на рабочей площадке должен проводиться контроль состояния газовоздушной среды, согласно [Инструкции АО «Востсибнефтегаз» № П3-05 И-96339 ЮЛ-107 «Контроль воздушной среды на опасных производственных объектах»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=3583854), и [ИБТВ 1-087-81](consultantplus://offline/ref=46A1389365BC9EDAF2B98CF76984F31270647048CB2BB4DE16AEAF5591415E2A97E605A7F9E387C0DC69D630E806A03B874A235DC850DBC650F02Fx7g4D), с регистрацией в журнале контроля воздушной среды по форме приложения 3 к [Инструкции АО «Востсибнефтегаз» № П3-05 И-96339 ЮЛ-107 «Контроль воздушной среды на опасных производственных объектах»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=3583854).
2. Перед началом работ и в процессе ремонта скважин необходимо проводить контрольные замеры безопасного статического уровня жидкости глушения, с периодичностью определяемой ответственным руководителем работ по согласованию с заказчиком и обозначенной в плане работ на ремонт скважины. Результаты замеров фиксируются в вахтовом журнале и передаются в сводке.
3. При проведении глушения и технологических операций, связанных с закачкой технологической жидкости в скважину бригада ТКРС должна быть обеспеченна системой контроля и регистрации параметров технологической жидкости, закачиваемой в скважину с замерами 5-ти параметров: объем, удельный вес, давление закачки и дата проведения работ.
4. Ремонт скважин, реконструкция на кусте без остановки соседней скважины разрешается при условии осуществления и использования мероприятий и технических средств, предусмотренных планом.
5. При капитальном ремонте или освоении скважин соседние с ремонтируемой скважиной (по одной слева и справа), находящиеся под давлением, закрываются экранирующим устройством, обеспечивающим защиту устьевого оборудования от механического повреждения падающими предметами. Необходимость установки экранирующих устройств определяется планом работ на ремонт скважины.
6. Допускается ведение работ по освоению, ремонту и вводу в действие скважин с одновременным бурением на кусте 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 ГНВП, отклонение от технологического регламента). В таких случаях все работы на кусте приостанавливаются до устранения причин возникновения нестандартной ситуации.
7. Перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ на ремонт скважины и в соответствии с [Технологической инструкцией Компании № П2-05.01 ТИ-0001 «Требования безопасности при ведении монтажных работ и при производстве текущего, капитального ремонта и освоения скважин после бурения»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2025398), [РД 153-39-023-97](consultantplus://offline/ref=DBD9D4D6C37859655593F8E3D87B69D2FDB801D482605E65B467D447C86C06D7CAF600C5EE2677F8F57ADCEA4D694A0FE68A471E652B200DD4FC72E9t2j4D), [РД 08-254-98](consultantplus://offline/ref=EBFEDCE9E39E866A7FEC1A42BA93BD3909E6D1E7CC9265D5FFC59F41E35E255A243EC9DADFF5D0B1C818902F1EA7CEDB6C6E663B32D9BC4E2A375A0EcAk7D), с составлением акта глушения скважины ([приложение 7](#Приложение7)). Плотность и количество раствора, цикличность глушения определяются Обществом и отражаются в плане работ на ремонт скважины.
8. Необходимое противопожарное оборудование, средства индивидуальной защиты должны находиться на своих штатных местах, в исправном состоянии. Персонал должен быть обучен работе с ним и должен находиться всегда в готовности его использовать.
9. Монтаж ПВО проводиться согласно инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования. При бурении, ТКРС, освоении, испытании схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается в соответствии с требованиями [ГОСТ 13862-90](consultantplus://offline/ref=F0669D3C15738C7CD50403A0AF08CC86035C500E2C0F4D7712B2AF6C63DC419D53299FF479760C177A3917099E3C653552FD8BBA7773yDOCF) и утверждается подрядной организацией, выполняющей работы на скважине, согласовывается с ПФС, Обществом. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны в присутствии ПФС.
10. Документы, требующие согласование ПФС согласно [приложения 8](#Приложение8).
11. Персонал, задействованный в монтаже и эксплуатации ПВО, должен быть ознакомлен с инструкцией по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, с руководствами по эксплуатации ПВО. Листы ознакомления прикрепляются к инструкции, руководствам по эксплуатации и являются их неотъемлемой частью.
12. Методика ежесменных проверок ПВО, должна быть обозначена в инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО, и включать как минимум тест на функциональность:

* процедуру и периодичность проверки работоспособности системы сигнализации о низком уровне масла;
* процедуру и периодичность контроля давления в ПГА;
* фиксацию времени закрытия/открытия превенторов, давление, создаваемое аккумулятором.

1. Результаты проверок должны заноситься в журнал осмотра противовыбросового оборудования ([приложение 9](#Приложение9)).
2. На всей запорной арматуре противовыбросового манифольда должны быть указатели, показывающие направления их вращения «Открыто» «Закрыто».
3. Все узлы противовыбросового оборудования собираются только на фланцевых соединениях по [ГОСТ 28919-91](consultantplus://offline/ref=9F61AF8E4D185AC3730A1B59735D7989F0CC4DBC49B2FFBAFDD0F4693F951D915D2DC30009D1B45FE108DE8079F329361233162D81EDE664A7F6jDw9D). Применение ленты типа «ФУМ», а также сварки во время сборки запрещается.
4. Во время монтажа ПВО необходимо осуществлять контроль за качеством сборки фланцевых соединений, свободные резьбовые части шпилек должны равномерно выступать над гайками не менее 1-3 витков. В местах поворота линий дросселирования и глушения должны быть предусмотрены устройства, воспринимающие удар струи.
5. Крепление линий противовыбросового манифольда к стойкам выполняется с использованием контргаек. Внутренний диаметр применяемых хомутов должен соответствовать наружному диаметру манифольда.
6. Наружный диаметр стоек крепления должен быть не менее наружного диаметра труб манифольда.
7. Для оповещения персонала о возникновении чрезвычайной ситуации на месте работ по строительству, ремонту, освоению и испытанию скважин должно быть установлено устройство для подачи звуковых сигналов. Уровень звукового давления должен обеспечивать оповещение персонала по всей территории кустовой площадки.
8. Для предотвращения загрязнения и льдообразования стволовой части, при строительстве скважин, в верхней части разъемного желоба должна устанавливаться экологическая ванна, конструкция которой должна быть разъемной для облегчения работ по ликвидации ОФ.
9. При бурении скважин, выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блока глушения и блока дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с ПФС (противофонтанной военизированной частью), буровой организацией и Обществом. Утверждающая сторона пользователь недр.
10. Для предупреждения ГНВП 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 проводится принудительно с помощью насоса через устьевую воронку, обвязанную с доливной емкостью. Насос для подачи жидкости долива должен быть дублирован резервным. Режим долива должен быть постоянным. Возврат избыточной жидкости из скважины осуществляется в емкость долива самотеком. Ответственный за долив, бурильщик и первый помощник бурильщика.
11. При ТКРС, реконструкции, освоении и испытаний скважин долив проводится принудительно с помощью насоса или агрегата для промывки скважины через крестовину фонтанной арматуры. Долив осуществлять в соответствии с расчетом (поднятого/спущенного метала) с обеспечением уровня на устье. Обеспечивать контроль за постоянным поддержанием безопасного статического уровня, указанного в плане работ.
12. При строительстве скважин и зарезке боковых стволов емкость долива устанавливается ниже стола ротора (желобной линии), объем емкости от 5м³ до 15м³. В периоды отрицательной температуры окружающей среды, должен быть обогрев. Емкости должны быть оборудованы механическими уровнемерами со шкалой, имеющей цену деления не более 0,5м³ (при бурении), 0,2м³ (при ЗБС, освоении), должны быть оборудованы датчиками уровня станции ГТИ с выводом показания на пульт бурильщика и оператору ГТИ. Перед каждым использованием доливной емкости проводить сверку и корректировку показаний механического уровнемера с датчиком ГТИ. Шкала механического уровнемера должна иметь освещение не 100Лк и располагаться 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.
13. 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.
14. Минимальный запас жидкости долива при производстве ремонтных работ скважины, должен быть не менее 4,5 м3.
15. Учет объема доливаемой (вытесняемой) жидкости ведется в сравнении с объемом поднятых (спущенных) бурильных труб и КНБК с заполнением листа долива/вытеснения ([приложение 10](#Приложение10)), в листе долива в т.ч. указывается разница между объемами поднятых (спущенных) труб и жидкости долива (вытеснения).
16. Учет объема доливаемой (вытесняемой) жидкости в сравнении с объемом поднятых (спущенных) бурильных труб и КНБК ведется параллельно буровой вахтой и станцией ГТИ. Буровая вахта ведет учет по нарастающей с начала подъема (спуска) каждые 100-150м, станция ГТИ – на каждой свече.
17. В буровой вахте ведение листа долива/вытеснения поручается бурильщику, о чем мастером делается запись в вахтовом журнале.
18. В конце вахты лист долива (вытеснения) который ведет буровая вахта, сдается буровому мастеру (по окончанию подъема или спуска) или передается следующей вахте, если работы по подъему/спуску продолжаются.
19. Лист долива (вытеснения), который ведет станция ГТИ, сдается по окончанию спуска (подъема) супервайзеру или буровому мастеру. Отчет формируется аналогично отчету буровой вахты – через 100-150м.
20. 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. При наличии перелива, принимаются меры, предусмотренные оперативной частью плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии (действие вахты при ГНВП и ОФ).
21. Скважины с избыточным давлением на устье должны исследоваться с применением транспортного лубрикаторного оборудования. Лубрикатор должен быть паспортизирован с актами и дефектоскопии. Периодичность гидравлического испытания на рабочее давление – не реже 1 раза в 6 месяцев.
22. 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 (гидравлический) шаровой кран, с возможностью ручного управления, должен включаться в его состав. Периодичность гидравлического испытания на рабочее давление шаровых кранов – не реже 1 раза в 6 месяцев
23. Перед вскрытием горизонта с возможным ГНВП (за 100м) на буровой необходимо вывесить предупреждающие надписи: «Внимание! В скважине вскрыт проявляющий пласт», «Недолив скважины приводит к выбросу!», «В контроле за скважиной перерывы недопустимы!» и др.
24. При проведении работ по строительству, капитальному ремонту, освоению и испытанию скважин перед заступлением вахты на смену необходимо проверить состояние ПВО с регистрацией проверки в журнале технического состояния ПВО:

* исправность основного и вспомогательного пультов управления ПВО, состояние превенторов и их соединений, эффективность обогрева в периоды отрицательной температуры окружающей среды;
* уровень масла в баке станции управления превенторами, герметичность гидросистемы, обвязку пневмолиний и подачу воздуха, работоспособность вспомогательного гидронасоса и электроконтактного манометра (реле давления электронасоса, гидропневматическое реле, наличие действующей поверки), заземление электропривода;
* наличие и работоспособность шаровых кранов, обратных клапанов с приспособлением для их открытия, специальной трубы с шаровым краном и соответствующим переводником;
* освещение пультов управления ПВО, устьевой зоны, освещенность буровой, блоков ПВО, насосной и циркуляционных систем;
* блок дросселирования (крепление фланцевых соединений, работоспособность и положение задвижек, исправность манометров (наличия действующих поверок) и системы обогрева);
* осмотр проверка наличия течи из сигнальных отверстий ПУГ, ППГ, если таковые предусмотрены конструкцией;
* ручной приводов превенторов;
* подачу воздуха на пульт управления дросселем (при наличии);
* оборудование для приготовления и дегазации промывочной жидкости;
* работоспособность уровнемера доливной емкости;
* наличие и исправность ручного инструмента, средств индивидуальной защиты.

# ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ

1. К руководству работами и к ведению работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических работ в скважинах, а также по добыче и подготовке нефти и газа допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.
2. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и прострелочно-взрывных работ на скважинах, 1 раз в 2 года должны дополнительно проходить обучение и проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» в специализированных учебных центрах. Данное требование не распространяется в отношении работников, осуществляющих авторский надзор и научное сопровождение внедрения технологических процессов, технических устройств и инструмента. Работники комплексных бригад при необходимости выполнения работ, требующих совмещения профессий, должны пройти обучение и получить соответствующую классификацию по видам выполняемых работ, а также иметь допуски к самостоятельной работе по совмещаемым профессиям.
3. На объектах Общества, в случае выявления недостаточных знаний по курсу «Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП» у работников подрядных организаций, организовать дополнительную проверку знаний у работников ПО, в присутствии специалиста сектора фонтанной безопасности Общества, районного инженера ПФС.
4. Каждый работник текущего, капитального ремонта и бригад освоения, бурения должен знать:

* свои обязанности при проведении работ по герметизации устья в случае ГНВП и предотвращению ОФ;
* действия вахты при возникновении открытого фонтана.

1. Практическое обучение должно производиться в соответствии с ПЛА. В случае незнания своих действий, работники могут быть отстранены от работы представителем ПФС и представителем Заказчика.
2. Персонал должен быть ознакомлен под роспись с инструкциями и разделами ПЛА. Знание ПЛА проверяется во время учебных тревог и УТЗ.

# НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

1. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения оборудования и условий его применения включает безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохранность или определенные сочетания этих свойств.
2. Для неремонтируемых объектов основным свойством является безотказность. Для ремонтируемых объектов одним из важнейших свойств, составляющих понятие надежности, является ремонтопригодность.
3. Для объектов, которые являются потенциальным источником опасности, т.е. для скважин всех назначений, необходимым условием является «безопасность». Безопасность не входит в общее понятие надежности, но при определенных условиях тесно связана с этим понятием. Например, отказы оборудования скважины и оборудования, установленного на устье скважины, могут привести к условиям, вредным для людей и окружающей среды сверх предельно допустимых норм.
4. Гидравлические испытания на рабочее давление производиться не реже 1 раза в год на следующее противовыбросовое оборудование:

* манифольд противовыбросовый;
* система управления ПВО.

1. Гидравлические испытания на рабочее давление производиться не реже 1 раз в 6 месяцев:

* стволовая сборка;
* запорные устройства трубного пространства бурильных и насосно-компрессорных труб.

1. Проведение гидравлических испытаний элементов противовыбросового оборудования на рабочее давление при строительстве поисковых, разведочных скважин – после каждой скважины, но не реже 1 раза в год.
2. Опрессовка рабочим давлением, элементов ПВО, указанном в техническом паспорте завода-изготовителя, производиться на специализированном стенде в условиях механических мастерских в присутствии представителя ПФС. Результаты оформляются актом. В акте должна отражаться информация об испытуемом оборудовании (наименование, типоразмер, заводской номер, год выпуска, производитель), в случае если оборудование испытывалась в комплексе (например, блок глушения, блок дросселирования) необходимо отразить информацию по всем элементам, входящим в комплекс (задвижки, патрубки и т.д.).
3. В случаях, когда планируется длительная эксплуатация противовыбросового оборудования на скважине, с приближающимся сроком гидравлических испытаний, не обеспечивающим завершение строительства очередной колонны этапом крепления, испытания этого оборудования производится заранее, в условиях мастерских, до установки на скважине.
4. Возможность проведения гидравлических испытаний манифольда противовыбросового и системы управления ПВО на рабочее давление непосредственно на объекте производства работ допускается в исключительных случаях по разработанной инструкции и письменному согласованию с ПФС.
5. Проведение работ по опрессовке рабочим давлением осуществляется на специализированных стендах, в соответствии с инструкцией по безопасному проведению гидравлических испытаний рабочим давлением, разработанной с учетом требований РД 24.200.11-90.
6. Минимальные требования инструкции по безопасному проведению гидравлических испытаний:

* правила и нормы техники безопасности при проведении гидравлических испытаний;
* требования к персоналу;
* перечень работ по проверке, ревизии, технического обслуживания и подготовки оборудования к опрессовке;
* поэтапное описание действий персонала проводящего работы, с указанием возможных рисков и мероприятий по их недопущению;
* перечень требуемых технических устройств и инструмента;
* форма актов выполненных работ (по проверке, ревизии, технического обслуживания оборудования) и гидроиспытаний.

1. Для контроля надежности основных рабочих свойств и параметров элементов, узлов ПВО, с целью своевременного выявления скрытых трещин, пор, раковин, коррозионных повреждений и т.д., не реже 1 раза в год проводиться ультразвуковой контроль сварных соединений и основного металла следующего оборудования:

* манифольд противовыбросовый;
* стволовая сборка противовыбросового оборудования;
* запорные устройства трубного пространства бурильных и насосно-компрессорных труб;
* сепараторы бурового раствора.

1. Должны быть проведены и задокументированы:

* стендовые испытания (опрессовка) противовыбросового оборудования, в том числе манифольда, в условиях механических мастерских, и их опрессовка после установки на устье скважины и перед ПВР;
* проверка - тестирование и дефектоскопия ПВО, ежесменные визуальные осмотры, проверки открытием и закрытием не реже 1 раз в месяц буровой организацией, а при ТКРС – ежесменно, наличие и исправность освещения ПВО, блоков ПВО и подходов к устью скважины, обогрева и утепления ПВО и его блоков при работе в условиях низких температур окружающей среды;
* техническое обслуживание ПВО, кранов, клапанов, систем очистки и дегазации растворов.

1. Организации выполняющие работы на скважинах обеспечивает ведение документооборота непосредственно на объекте производства работ, в который входит: составление, заполнение, подписание, утверждение и обеспечение надежного хранения на бумажном носителе информации о произведенных работах и порядка их проведения (акты испытаний ПВО, обратных клапанов, шаровых кранов, ведомости на ПВО, паспорта, формуляры, сертификаты, схемы обвязки типовые и фактические и т.д.).
2. С целью исключения заводского брака или получения повреждения в процессе транспортировки, хранения, новое противовыбросовое и устьевое оборудование, перед установкой на устье скважины необходимо опрессовать на рабочее давление, указанное в паспорте завода изготовителя.
3. После хранения оборудования более 1 года, а также при его расконсервации, необходимо производить опрессовку рабочим давлением.
4. Диаметр трубных плашек превентора должен соответствовать диаметру применяемых бурильных и насосно-компрессорных труб.
5. Конструкцией плашечных превенторов должен быть обеспечен визуальный контроль открытого и закрытого положений уплотнителя.
6. При бурении и СПО, 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. На устье скважины специальная труба с навернутым шаровым краном опрессовывается на давление совместной опрессовки ПВО с обсадной колонной, с оформлением соответствующего акта.
7. На все элементы противовыбросового оборудования наносится маркировка в виде четких и нестираемых надписей (при отсутствии информационных заводских табличек), содержащих следующую информацию:

* заводской номер;
* дата изготовления;
* проход и рабочее давление.

1. Станция управления ПВО должна быть оснащена системами сигнализации при низком уровне гидравлического масла в баке, а также падения давления в гидросистеме (ниже минимального порога диапазона настройки электроконтактного манометра) с обязательной индикацией (световой, звуковой) в зоне видимости бурильщика.
2. В случае отсутствия в паспорте станции управления противовыбросовым оборудованием информации о количестве циклов закрытия/открытия всех составных гидравлически управляемых частей ПВО, которые, в случае отключения гидронасоса, могут обеспечить имеющиеся ПГА, провести комиссионный проверочный тест в присутствии представителя ПФС, механика организации, эксплуатирующей оборудование, мастера (бурения, ЗБС, КРС) с составлением соответствующего акта, данный акт хранить до конца эксплуатации оборудования. Полученную информацию вывесить в помещении станции управления ПВО и довести до сведения работников буровых бригад. В случае несоответствия номинальной вместимости ПГА требованиям [ГОСТ 13862-90](consultantplus://offline/ref=F0669D3C15738C7CD50403A0AF08CC86035C500E2C0F4D7712B2AF6C63DC419D53299FF479760C177A3917099E3C653552FD8BBA7773yDOCF), обеспечить установку дополнительных ПГА.
3. Краны шаровые, используемые при работе на скважине должны иметь упор либо фиксатор, свидетельствующий о полном закрытии трубного канала. Поворот шара на 360 градусов недопустим.
4. Конструкция плашечных превенторов, регулируемых дросселей, а также задвижек с механическим и гидравлическим управлением должна обеспечивать контроль открытого и закрытого положения исполнительных механизмов. Контрольные механизмы оборудования, применяемого в одном комплекте ПВО, должны быть однотипны.
5. В задвижках с гидравлическим управлением должно быть предусмотрено их механическое открывание.
6. Соединения трубопроводов (линий манифольда) системы управления противовыбросовым оборудованием между собой и составными частями должны исключать изгибы, провисы и применение сварочных работ.
7. Конструкция линий высокого давления манифольда должна обеспечивать их замену в условиях эксплуатации.
8. В конструкции манифольда должна быть предусмотрена возможность продувки.
9. Трубопроводы систем управления, расположенные непосредственно на превенторе и участке от станции управления до стволовой части, должны быть защищены от механических повреждений кожухами или расположены в корпусных деталях.

# КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП

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

* I категория:
* газовые скважины, независимо от величины пластового давления;
* нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;
* нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
* нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с мощностью разделяющей перемычки менее 3 м, а также находящиеся от внешнего контура газонефтяного контакта на расстоянии 500 м и ближе;
* нефтяные скважины с газовым фактором, превышающим 200 м3/т;
* водонагнетательные скважины на участке водогазового воздействия;
* все скважины с отсутствием циркуляции;
* разведочные скважины;
* нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
* нефтяные и нагнетательные скважины, в которых пластовое давление выше гидростатического более чем на 10 %.
* II категория:
* нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10 % и газовый фактор менее 200 м3/т;
* нагнетательные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое не более чем на 10 %.
* III категория:
* нефтяные и нагнетательные скважины, в которых пластовое давление равно или ниже гидростатического;
* скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых в зоне закачки равно или ниже гидростатического;
* прочие скважины (водозаборные, артезианские, поглощающие и т.д.

# 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.
2. Для производства работ мастер должен иметь на скважине следующую документацию:

* план работы на ремонт скважины (утвержденный техническим руководителем подрядной организации и согласован с Обществом) с указанием ожидаемых изменений категории скважины с точки зрения возможности ГНВП и его интенсивности. План работы на ТКРС, ЗБС, освоение и испытание дополнительно согласовывается с ПФС;
* план работ (план - программа) на строительство скважины утвержденный техническим руководителем подрядной организации и согласован с Обществом;
* паспорта, руководства по эксплуатации, на каждый элемент входящий в сборку ПВО (стволовая часть, катушки, адаптера, блок глушения, блок дросселиования, манифольдные линии, кубы/тройники, фланцы и т.д.);
* паспорт и акт опрессовки ([приложение 11](#Приложение11)) на нулевой патрубок (при строительстве скважины);
* подробную схему фактического монтажа ПВО с указанием фактических размеров элементов и расстояний от стола ротора до герметизирующих элементов превенторов, с указанием габаритных и присоединительных размеров, включая количество и длину установленных линии манифольда (отводов);
* утвержденную в соответствии с приложением 3 к [Положения Компании № П3-05 С-0257 «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2023146) типовую схему монтажа ПВО для 1, 2, 3 категории опасности скважин, а также строительства, реконструкции скважин, разработанную с учетом требований [ГОСТ 13862-90](consultantplus://offline/ref=F0669D3C15738C7CD50403A0AF08CC86035C500E2C0F4D7712B2AF6C63DC419D53299FF479760C177A3917099E3C653552FD8BBA7773yDOCF);
* акт опрессовки ([приложение 12](#Приложение12)) ПВО (превентора совместно с надпревенторной катушкой, фланцевых переводников, дистанционных/переходных катушек, шаровых кранов, обратных клапанов, аварийной запорной компоновки, патрубков, задвижек) на стенде в ремонтно-механической мастерской на рабочее давление, указанное в паспорте. Стендовые испытания оборудования проводятся в присутствии районного инженера (представителя ПФС) по согласованному графику, с периодичностью, указанной в руководстве по эксплуатации завода-изготовителя ПВО, но не реже чем 1 раз в 6 месяцев;
* акт опрессовки ([приложение 11](#Приложение11)) на рабочее давление, указанное в паспорте блоков и линий манифольда ПВО с периодичностью, указанной в руководстве по эксплуатации завода-изготовителя ПВО, но не реже чем 1 раз в год;
* наличие оригиналов актов стендовых испытаний ([приложение 13](#Приложение13)) оборудования в бригадах обязательно;
* ведомость на смонтированное ПВО ([приложение 14](#Приложение14));
* акт опрессовки ([приложение 12](#Приложение12)) ПВО на устье на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны;
* акт проверки азота в ПГА ([приложение 15](#Приложение15));
* акт о заливке спирта в гидравлический бак станции управления ПВО ([приложение 16](#Приложение16)) (в рамках подготовки оборудования к работе в условиях отрицательных температур), либо ежемесячно согласно руководству по эксплуатации на оборудование. Сертификат на спирт;
* настоящую Инструкцию с ознакомлением бригады под роспись;
* инструкцию по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования с ознакомлением бригады под роспись;
* журнал учета УТЗ;
* журнал проведения инструктажей ([приложение 3](#Приложение3));
* журнал осмотра противовыбросового оборудования ([приложение 9](#Приложение9));
* сертификат на крепежные детали (шпильки, гайки, хомуты);
* акт приема-передачи скважины ([приложение 17](#Приложение17));
* пусковой паспорт (акт готовности скважины к ремонту) ([приложение 18](#Приложение18));
* акт на глушение скважины (если предусмотрено планом работ) ([приложение 7](#Приложение7));
* план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии (оперативная часть, вывешенная в доступном персоналу месте) с ознакомлением персонала подрядной организации под роспись;
* паспорт, сертификат на гидравлическое масло;
* паспорта на контрольно-измерительные приборы;
* технические паспорта на отдельные узлы и детали, изготовленные на базах производственного обслуживания организации в соответствии с проектно-конструкторской документацией изготовителя;
* сведения о наработке шарового крана, обратного клапана;
* копии заключений экспертизы промышленной безопасности на ПВО (в случаях истечения сроков нормативной эксплуатации);
* документы по прохождению каждого элемента, входящего в сборку ПВО дефектоскопии, а также на шаровые краны, обратные клапана и специальную трубу (запорную компоновку);
* телефоны экстренных служб (ПФС, пожарная охрана, ближайшее медицинское учреждение и т.д.);
* расчетная таблица долива скважины ([приложение 19](#Приложение19));
* акт опрессовки сбросовых линий после монтажа на скважине ([приложение 11](#Приложение11));
* акт опрессовки линии от блока дросселирования до сепаратора ([приложение 11](#Приложение11));
* акт опрессовки ([приложение 11](#Приложение11)) гидросистемы и гидравлических рукавов высокого давления в условиях ремонтно-механической мастерской;
* акт проведения ревизии ([приложение 20](#Приложение20)) сепаратора бурового раствора.

1. При бурении скважин с применением системы бурения с регулируемым давлением (БРД), мастер должен иметь на скважине следующую документацию (дополнительно):

* паспорта на установленное технологическое оборудование (роторный устьевой герметизатор; азотная установка, используемая для производства и подачи азота; дроссельный блок; газосепаратор; факельная установка и на каждый элемент, входящий в сборку). Эксплуатирующая документация на русском языке, согласно [ГОСТ Р 2.601-2019](consultantplus://offline/ref=C103CA4A6B06C596D28E255C6E5EBEB81305DC43D42154F50CE482F3AB4B7E389F7E7AAFCD77358C89619F411EDA9B22A7D68B63F2FC4CeFaDE);
* подробную схему фактического монтажа технологического оборудования с указанием на ней габаритных и присоединительных размеров, включая количество и длину установленных линии манифольда;
* типовую схему технологического оборудования;
* акт опрессовки ([приложение 11](#Приложение11)) технологического оборудования на рабочее давление на стенде (при необходимости);
* ведомость на смонтированное технологическое оборудование ([приложение 21](#Приложение21));
* инструкцию по монтажу и эксплуатации технологического оборудования БРД, согласованную ПФС;
* документы по прохождению технологического оборудования БРД дефектоскопии;
* акт опрессовки технологического оборудования ([приложение 11](#Приложение11)) после монтажа на устье скважины.

1. 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;
* копия акта опрессовки межколонного пространства ([приложение 22](#Приложение22)), копия акта опрессовки межпекерного пространства ([приложение 23](#Приложение23)).

1. На смонтированное ПВО составляется ведомость ([приложение 14](#Приложение14)), 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;
* дата и 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;
* присоединительные размеры фланцев.

1. Ведомость хранится в бригаде на время проведения работ на скважине.
2. Заверенные копии паспортов на противовыбросовое оборудование и оборудование системы отчистки должны находиться на месте проведения работ на бумажном носителе, соответствовать требованиям [ГОСТ Р 2.601-2019](consultantplus://offline/ref=C103CA4A6B06C596D28E255C6E5EBEB81305DC43D42154F50CE482F3AB4B7E389F7E7AAFCD77358C89619F411EDA9B22A7D68B63F2FC4CeFaDE).
3. После монтажа на устье ПВО, для получения разрешения на производство работ, вызывается ПФС для проверки качества его монтажа, проведения опрессовки, готовности бригады к производству работ на скважине и выдачи разрешения на производство работ.
4. Письменная заявка на вызов представителя ПФС подается за 24 часа. Транспорт для прибытия к месту проведения работ предоставляет подрядная организация.
5. Опрессовка межколонного пространства проводится на этапе бурении скважин 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 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 рабочим проектом на строительство скважины.
6. Присутствие представителя Общества и представителя ПФС обязательно. По результатам опрессовки составляется акт ([приложение 12](#Приложение12)).

# ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

1. Перед началом ремонтных работ подлежат глушению:

* скважины с пластовым давлением выше гидростатического;
* скважины с пластовым давлением ниже гидростатического, но в которых согласно расчетам, сохраняются условия фонтанирования или ГНВП.

1. Требования, предъявляемые к жидкостям для глушения скважин:

* плотность жидкости для глушения определяют из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое в соответствии с необходимыми требованиями;
* жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами;
* фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды;
* 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»;
* жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода;
* жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10 - 0,12 мм/год;
* жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях;
* жидкость глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании;
* технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться;
* на месторождениях с наличием сероводорода жидкости глушения должны содержать нейтрализатор сероводорода;

1. Подготовительные работы:

* проверяют наличие циркуляции в скважине и принимают решение о категории ремонта;
* определяют величину текущего пластового давления;
* рассчитывают требуемую плотность жидкости глушения и определяют необходимое ее количество;
* готовят требуемый объем жидкости соответствующей плотности с учетом аварийного запаса, объем которого определяют исходя из геолого - технических условий (но не менее одного объема скважины);
* останавливают скважину, производят ее разрядку, проверяют исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании;
* расставляют агрегаты и автоцистерны, производят обвязку оборудования и гидроиспытание нагнетательной линии давления, превышающего ожидаемое в 1,5 раза. Нагнетательную линию оборудуют обратным клапаном.

1. Проведение процесса глушения:

* Заменяют скважинную жидкость на жидкость глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости не допустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение.
* Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят закачиванием жидкости глушения методом прямой или обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков для обеспечения необходимого противодавления на пласт. По истечении 1-2 ч при отсутствии переливов и выхода газа скважина считается заглушенной.
* В скважинах с низкой приемистостью пластов глушение производят в два этапа. Вначале жидкость глушения замещают до глубины установки насоса, а затем через расчетное время повторяют глушение. Расчетное время T определяют по формуле T = H/v, где H - расстояние от приема насоса до забоя скважины, м; v - скорость замещения жидкостей, м/с (ориентировочно можно принять 0,04 м/с).
* При глушении скважин, которые можно глушить в один цикл и в которых возможны ГНВП, буферную жидкость необходимо закачать в межтрубное пространство вслед за порцией жидкости глушения, равной объему лифтового оборудования.
* В случае глушения скважин с высоким газовым фактором и большим интервалом перфорации при поглощении жидкости глушения в высокопроницаемых интервалах предусматривают закачку в зону фильтра буферной пачки загущенной жидкости глушения или вязкая упругая смесь. При интенсивном поглощении используют нефтеводокислоторастворимые наполнители - кольмананты с последующим восстановлением проницаемости призабойной зона пласта.

# 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 ГНВП 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 проектировщика, Общества и подрядной организации допускаются отклонения от требований [п.11.3](#пункт_9_3) настоящей 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 ГНВП. План должен быть согласован с ПФС;
* 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 проектом 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 ГНВП).
4. При применении технологических растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и др.) должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды на устье скважины, в месте приготовления раствора, а при появлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.
5. При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м3 работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

# МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И РАННЕМУ ОБНАРУЖЕНИЮ ГНВП

1. До СПО:

* провести внеочередной инструктаж вахты перед каждым подъемом инструмента или колонны труб из скважины по обеспечению постоянного долива 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 супервайзеров с помощью иных средств связи;
* произвести замер параметров промывочной жидкости, при обнаружении отклонений привести обработку промывочной жидкости до восстановления проектных параметров;
* произвести промывку ствола скважины не менее одного цикла до выравнивания параметров промывочной жидкости в трубном и затрубном пространстве;
* убедиться в исправности оборудования для долива (вытеснения) раствора, а также уровнемеров в емкостном блоке и доливной емкости (механических и электронных станции ГТИ), насосов основного и дублирующего для осуществления постоянного долива при подъеме, провести тарировку датчиков уровня и проверить работоспособность камеры видеонаблюдения за шкалой механического уровнемера доливной емкости в случае если шкала не находится в зоне прямой видимости бурильщика;
* убедиться, что скважина заполнена промывочной жидкостью и уровень остается стабильным (наблюдение не менее 10 мин), либо обеспечен непрерывный долив затрубного пространства промывочной ждкостью;
* при комбинированной колонне труб иметь специальную трубу в верхней части с навернутым шаровым краном (в открытом положении), нижняя часть запорной аварийной трубы должна быть оборудована переводником под комбинируемый инструмент. При производстве работ по ТКРС, обеспечить установку подрывных патрубков на основную и дублирующие запорные компоновки в зависимости от используемого инструмента (насосно-компрессорные трубы, бурильные трубы). Запрещено производить СПО при отсутствии на устье скважины переводников под комбинированный инструмент (бурильные трубы, тяжелые бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы, насосно-компрессорные трубы, обсадные колоны и т.д.). Количество переводников (не менее двух штук) на каждый типоразмер инструмента.

1. При СПО:

* производить постоянный принудительный долив скважины с фиксацией на листах долива (объем долитого/вытесняемого раствора) ([приложение 10](#Приложение10));
* через каждые 100-150 метров производить контроль доливаемой (вытесняемой) жидкости и сравнить его с расчетным;
* подъем (спуск) труб не должен производиться на скоростях, превышающих установленные планом работ / программой на бурения исходя из расчетов, сделанных для конкретных геологических условий;
* время нахождения колонны труб вне скважины должно быть сведено к минимуму;
* не допускать сифона, не создавать эффекта поршневания и свабирования за счет увеличения скорости спуска (подъема), не допускать резкого торможения;
* скорость подъема колонны труб должна соответствовать условиям скважины (зазор между стенкой скважины и компоновкой нижней части бурильной колонны, реология раствора) с целью уменьшения риска свабирования;
* то же касается скорости спуска по причине риска поглощений, гидравлического разрыва и загрязнения продуктивного пласта;
* при подъеме наблюдение за скважиной в статическом состоянии должно проводиться до башмака последней обсадной колонны и до выхода КНБК;
* при подъеме с затяжками восстанавливается промывка (расхаживание колонны).

1. При бурении или промывке:

* контролировать уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
* контролировать давление на насосах и их производительность;
* контролировать расход промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;
* контролировать параметры промывочной жидкости ([таблица 1](#таблица1));
* контролировать содержание газа в промывочной жидкости;
* при перекачке промывочной жидкости между емкостями - определить уровень раствора в приемной емкости;
* не допускать снижение плотности раствора, обозначенной программой работ, при обработке его химическими реагентами.

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

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

1. Периодичность контроля параметров промывочной жидкости при строительстве скважин и ЗБС представлена в [таблице 1](#таблица1).

**Таблица 1**

**Периодичность контроля параметров промывочной жидкости**

| **№** | **ПАРАМЕТР** | **ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ** | **ПРИ ОСЛОЖНЕНИИ СКВАЖИНЫ И ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | Плотность | 2 раза в сутки | 1 ч |
| 2 | Условная вязкость | 2 раза в сутки | 1 ч |
| 3 | Водоотдача | 2 раза в сутки | 1 ч |
| 4 | Толщина корки | 2 раза в сутки | 1 ч |
| 5 | СНС | 2 раза в сутки | 1 ч |

# ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ ПРИЗНАКОВ ГНВП

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

* при появлении косвенных признаков усилить контроль за возможностью появления прямых признаков;
* при появлении прямых признаков произвести герметизацию устья и приступить к работам по глушению скважины;
* при увеличении объемного содержания газа в буровом растворе превышающем фоновое на 5%, принимать меры по его дегазации выявлении причин насыщения раствора газом и их устранения.

1. При проведении подъема труб:

* подъем труб может производиться только при параметрах промывочной жидкости, соответствующих утвержденным планом работ (проектом) и только после промывки скважины до выхода чистого раствора;
* запрещается превышение утвержденного планом работ (проектом) скорости подъема труб;
* контроль за соответствием фактического объема доливаемой жидкости расчетному, производится согласно листу долива ([приложение 10](#Приложение10));
* при уменьшении фактического объема доливаемой жидкости по сравнению с расчетной, более 0,2 м3 (при строительстве 0,5 м3), подъем труб останавливается и выполняется герметизация устья;
* если при остановке подъема труб наблюдается перелив раствора из скважины - устье герметизируется.

1. При проведении спуска труб:

* скорость спуска труб не должна превышать регламентируемую планом работ (проектом);
* контроль за соответствием фактического объема вытесняемой из скважины раствора расчетному, производится согласно листу долива ([приложение 10](#Приложение10));
* при разнице между объемом вытесняемого раствора и объемом металла спущенных труб более 0,2 м3 (при строительстве 0,5 м3), спуск прекращается, выполняется герметизация устья;
* если при остановке труб наблюдается движение жидкости из скважины - устье герметизируется;
* если движение жидкости отсутствует - спуск труб продолжается до появления перелива жидкости при остановке. При появлении перелива производится герметизация устья и выполняется глушение скважины;
* скорость подъема и спуска НКТ с закрытым проходным сечением и скважинного оборудования (например, пакер, шаблон) не должна превышать 0,25 м/с;
* при перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.

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

* контроль за уровнем жидкости в скважине при проведении перфорации осуществляет мастер ТКРС (бурильщик);
* при падении уровня, производится долив жидкости в скважину. Если уровень при этом восстановить не удается, производится подъем прибора (перфоратора), устье герметизируется;
* при переливе жидкости, производится подъем прибора (перфоратора), устье герметизируется;
* при интенсивном переливе и угрозе выброса из скважины, когда не поднят прибор (перфоратор), производится рубку каротажного кабеля и герметизируется устье;
* во всех случаях, при ГНВП, после герметизации устья скважины сообщается руководству предприятия и представителю ПВС.

1. Обязательным условием проведения геофизических работ (прострелочных и взрывных работ) на каротажном кабеле является наличие у геофизической партии специальных средств для безопасной рубки кабеля.
2. Подрядной организацией, выполняющей работы на скважине, должны быть назначены лица ответственные за долив скважины под роспись в вахтовом журнале.

# ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ ПРИ ГНВП И ОФ

**Таблица 2**

**Общие действия вахты при ГНВП и ОФ**

| **ВИД АВАРИИ** | **ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ** |
| --- | --- |
| 1. ГНВП при бурении, фрезеровании, проработке или промывке скважины | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Поднимается инструмент до выхода муфты трубы на 1 метр выше ротора, фиксируется тормоз буровой лебедки. |
| 1. Останавливаются буровые насосы. Прекращается промывка. |
| 1. Открывается задвижка на линию дросселирования. |
| 1. Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС |
| 1. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику. |
| 1. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывается плашечный превентор с трубными плашками). |
| 1. Закрывается плашечный превентор с трубными плашками при ТКРС. |
| 1. Проводится фиксация плашек превентора. |
| 1. Закрывается гидравлический шаровой кран силового верхнего привода. |
| 1. Закрывается шаровой кран при ТКРС. |
| 1. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем. |
| 1. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР). |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП при спускоподъемных операциях | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Прекращаются спускоподъемные операции, фиксируется тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на 1 метр выше ротора. |
| 1. Наворачивается аварийный шаровой кран. |
| 1. Наворачивается запорная компоновка при ТКРС. |
| 1. Открывается задвижка на линии дросселирования. |
| 1. Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС. |
| 1. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику. |
| 1. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывается плашечный превентор с трубными плашками). |
| 1. Закрывается плашечный превентор с трубными плашками при ТКРС. |
| 1. Проводится фиксация плашек превентора. |
| 1. Закрывается шаровой кран. |
| 1. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем. |
| 1. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР). |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП при спуске обсадной колонны (хвостовика)/обрыве части обсадной колонны ее «полете». Для бригад бурения | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Прекращается спуск обсадной колонны. |
| 1. Наворачивается аварийная бурильная труба с переводником и шаровым краном на последнюю обсадную трубу. |
| 1. Спускается обсадная колонна с навернутой аварийной бурильной трубой в скважину и фиксируется тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на 1 метр выше ротора. |
| 1. Открывается гидрозадвижка на линии дросселирования. |
| 1. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику. |
| 1. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывается плашечный превентор с трубными плашками) |
| 1. Проводится фиксация плашек превентора. |
| 1. Закрывается шаровой кран на аварийной трубе. |
| 1. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем. |
| 1. Сообщает о случившемся мастеру (ответственному ИТР). |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП при отсутствии в скважине бурильных (обсадных) труб | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Открывается гидрозадвижка на линии дросселирования. |
| 1. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику |
| 1. Закрывается превентор с глухими плашками. |
| 1. Проводится фиксация плашек превентора. |
| 1. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем. |
| 1. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР) |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП при проведении геофизических работ в открытом стволе. | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Поднимается из скважины геофизический прибор или перфоратор. |
| 1. При невозможности поднять геофизический прибор или перфоратор, производится рубка кабеля. Указание по месту рубки выдает начальник работающей партии ГИС. Кабель фиксируется и обрубается приспособлением для рубки кабеля. |
| 1. Открывается задвижка на линии дросселирования.   Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС. |
| 1. Дальнейшие действия производить в соответствии с действиями ГНВП при отсутствии в скважине бурильных (обсадных) труб. |
| 1. ГНВП при проведении геофизических работ в бурильных трубах. | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Поднимается из колонны бурильных труб геофизический прибор или перфоратор. |
| 1. При невозможности поднять геофизический прибор или перфоратор, производится рубка кабеля. Указание по месту рубки выдает начальник работающей партии ГИС. Кабель фиксируется и обрубается приспособлением для рубки кабеля. |
| 1. Открывается задвижка на линии дросселирования. Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС. |
| 1. Дальнейшие действия производить в соответствии с действиями ГНВП при спускоподъемных операциях. |
| 1. Возникновение ГНВП в случае прихвата (заклинки) бурильного инструмента при бурении | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Останавливается циркуляция. |
| 1. По возможности поднимается инструмент до выхода муфты бурильной трубы выше стола ротора на 1м, обеспечить выход трубы из гидравлического плашечного привентора, фиксируется тормоз буровой лебедки. |
| 1. Открывается задвижка на линии дросселирования. 2. Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС. |
| 1. Проверяется свободный проход флюида на сепаратор (дегазатор). |
| 1. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывает плашечный превентор с трубными плашками). 2. Закрывается плашечный превентор с трубными плашками при ТКРС. |
| 1. Проводится фиксация плашек превентора. |
| 1. Закрывается гидравлический шаровой кран силового верхнего привода. 2. Закрывается шаровой кран при ТКРС. |
| 1. На блоке дросселирования закрывается задвижка перед регулируемым дросселем. |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП при цементировании обсадных колонн | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Прекращаются работы по цементированию скважины |
| 1. Закрывается ПУГ. |
| 1. Закрыть трубное пространство |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП в период ОЗЦ обсадной колонны. | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Со вспомогательного пульта управления ПВО закрывается ПУГ. В случае утечек жидкости через ПУГ закрывается ППГ с трубными плашками (в случае если диаметр трубных плашек соответствует диаметру цементируемой обсадной колонне). |
| 1. Закрывается КВД на цементировочной головке. |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления в межколонном пространстве, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП при бурении с БРД. | 1. При получении сообщения от инженера БРД или бурового мастера подается сигнал «Выброс». Останавливается выполняемая техническая операция. |
| 1. Поднимается бурильный инструмент до выхода муфты стальной бурильной трубы (диаметром, соответствующим диаметру плашек ППГ) на 1 метр выше ротора, подается команду на отключение азотной станции и насосов. |
| 1. Закрепляется тормоз буровой лебедки, оставляя бурильную колонну в подвешенном состоянии, дается команда на открытие задвижки по линии стравливания. |
| 1. Со вспомогательного пульта управления ПВО закрывается ППГ с трубными плашками. В случае утечек жидкости через ППГ закрывается ПУГ. |
| 1. Закрывается шаровый кран с гидравлическим приводом на СВП. |
| 1. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем. |
| 1. Открывается гидрозадвижка на линии дросселирования. |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. ГНВП при сборке/разборке КНБК. | 1. Подается сигнал тревоги «Выброс». |
| 1. Прекращается сборка/разборка КНБК. |
| 1. Наворачивается аварийная бурильная труба с переводником и шаровым краном на последний элемент КНБК. |
| 1. Спускается часть КНБК с навернутой аварийной бурильной трубой в скважину и фиксируется тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на 1 метр выше ротора. |
| 1. Открывается гидрозадвижка на линии дросселирования. |
| 1. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику. |
| 1. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывается плашечный превентор с трубными плашками) |
| 1. Проводится фиксация плашек превентора. |
| 1. Закрывается шаровой кран на аварийной трубе. |
| 1. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем. |
| 1. Сообщает о случившемся мастеру (ответственному ИТР). |
| 1. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра. |
| 1. Визуальный контроль за скважиной. |
| 1. Превышение газосодержания в воздушной среде (НКПР ≥ 20%). | 1. Происходить срабатывание предупредительного сигнала |
| 1. Первый заметивший должен сообщить об этом бурильщику. Бурильщик сообщает Мастеру буровой, который предупреждает о повышенном газосодержания весь персонал, находящийся на кустовой площадке. |
| 1. Останавливаются все технические операции по скважине. Скважина становится на промывку. |
| 1. Принимаются действия по выявлению причин повышения газосодержания и их устранения. |
| 1. Превышение газосодержания в воздушной среде (НКПР ≥ 50%). | 1. Происходить срабатывание световой и звуковой сигнализации с последующим автоматическим обесточиванием буровой установки. |
| 1. Прекращаются все работы в загазованной зоне. Принимает срочные меры по герметизации устья и выводу людей и техники в безопасное место. |
| 1. Открытое фонтанирование | 1. Прекращает все работы в загазованной зоне. |
| 1. Отключается электроэнергия. |
| 1. Весь персонал эвакуируется в место сбора при ЧС (с подветренной стороны). |
| 1. ГНВП или ОФ на пробуренных ранее скважинах на КП | 1. Прекращает все работы на скважине. |
| 1. Устье скважины герметизируется. |
| 1. Отключается электроэнергия |
| 1. Весь персонал эвакуируется в место сбора при ЧС (с подветренной стороны). |

# ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ОРГАНИЗАЦИЮ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП

15.1. Назначить ответственными за соблюдением требований фонтанной безопасности, осуществление производственного контроля и своевременного устранение нарушений, а также исполнение мероприятий в части предупреждения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин по направлению производственной деятельности:

* при бурении, техническом перевооружении, освоении скважин после бурения силами буровых подрядчиков – структурные подразделения подчиненные заместителю генерального директора по бурению;
* при эксплуатации (включая гидродинамические скважинные исследования собственными силами), ремонте, реконструкции, консервации и ликвидации скважин, освоении после бурения силами подрядных организаций, не являющихся буровыми подрядчиками – сектор супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий.

15.2. Ответственными за организацию проведения профилактических работ по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах Общества, а также осуществление производственного контроля и координацию структурных подразделений Общества и подрядных организаций в области фонтанной безопасности в соответствии с государственными нормативными документами РФ и локальными нормативными документами ПАО «НК «Роснефть» и АО «Востсибнефтегаз» управление промышленной безопасности и охраны труда.

15.3. Ответственность за обеспечение требований по фонтанной безопасности при строительстве, ЗБС, ремонте, освоении, испытании и геофизических иследований скважин возлагается на руководителей подрядных организаций осуществляющих работы на скважине.

# ССЫЛКИ

1. [Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».](consultantplus://offline/ref=40AEDC2F7E310FB751377110F1A7337A0AE31EA6EA922144EF25A6861666D5EC2E379F1354DAC6C6B59B7BDE6D3BF9EE4867E1CAD0CF001F9E7BD9D4W2M9K)
2. [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».](consultantplus://offline/ref=B06F03A5B9B8CF85F33DC8FA8E7F71F7E2DBABDA4BA05136E620BC8197C0BA1853EB4983C13B3D81D8F1BDE07471C77233A68401752AF9575E9C61E8i1dEK)
3. [Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.](consultantplus://offline/ref=B2EAFAB76A2190F2920D21AA040A5275C8D8C222ACADC5A38BA1188BCD28DAF30F16D947F8576336FBAD23FF22751EDB727F184F7BB0E512DB72J)
4. [ГОСТ Р 2.601-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.](consultantplus://offline/ref=C103CA4A6B06C596D28E255C6E5EBEB81305DC43D42154F50CE482F3AB4B7E389F7E7AAFCD77358C89619F411EDA9B22A7D68B63F2FC4CeFaDE)
5. [ГОСТ Р ИСО 14001-2016. Национальный стандарт Российской Федерации. Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению](consultantplus://offline/ref=A5394BAFC8455C00E6419CCBF92A737CFF0A5F08127E9507A7056549AA3805307A35CCB2FBE710C27C977CF35C25BCCEF3A04EF4DFD9B356E0C690w2UCK).
6. [ГОСТ Р ИСО 45001-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья. Требования и руководство по применению.](consultantplus://offline/ref=6151234C4049CD422841012D205BAFFF48E0BD67ABA3B23D3DD06403CCE68993DBA9B95F6220F199ADF75F25234BC7E5FB36927F5600A0TDV1K)
7. [ГОСТ 13862-90 (СТ СЭВ 6149-87, СТ СЭВ 6913-89, СТ СЭВ 6914-89, СТ СЭВ 6916-89). Государственный стандарт Союза ССР. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.](consultantplus://offline/ref=F0669D3C15738C7CD50403A0AF08CC86035C500E2C0F4D7712B2AF6C63DC419D53299FF479760C177A3917099E3C653552FD8BBA7773yDOCF)
8. [ГОСТ 28919-91. Межгосударственный стандарт. Фланцевые соединения устьевого оборудования. Типы, основные параметры и размеры](consultantplus://offline/ref=9F61AF8E4D185AC3730A1B59735D7989F0CC4DBC49B2FFBAFDD0F4693F951D915D2DC30009D1B45FE108DE8079F329361233162D81EDE664A7F6jDw9D).
9. [ГОСТ 28996-91. Государственный стандарт Союза ССР. Оборудование нефтепромысловое устьевое. Термины и определения](consultantplus://offline/ref=D8F48CB45E0742779B33B95C1FE67805E07F164622D586D330EFCA4BA56AD4E91F7B619CF84AEE63743F6C5B4DB6DEF789DABE8BFE3C82DB3452L5T8H).
10. [РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности](consultantplus://offline/ref=EBFEDCE9E39E866A7FEC1A42BA93BD3909E6D1E7CC9265D5FFC59F41E35E255A243EC9DADFF5D0B1C818902F1EA7CEDB6C6E663B32D9BC4E2A375A0EcAk7D).
11. [РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах.](consultantplus://offline/ref=DBD9D4D6C37859655593F8E3D87B69D2FDB801D482605E65B467D447C86C06D7CAF600C5EE2677F8F57ADCEA4D694A0FE68A471E652B200DD4FC72E9t2j4D)
12. РД 24.200.11-90. Сосуды и аппараты, работающие под давлением. Правила и нормы безопасности при проведении гидравлических испытаний на прочность и герметичность.
13. [ИБТВ 1-087-81. Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности.](consultantplus://offline/ref=46A1389365BC9EDAF2B98CF76984F31270647048CB2BB4DE16AEAF5591415E2A97E605A7F9E387C0DC69D630E806A03B874A235DC850DBC650F02Fx7g4D)
14. [ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.](consultantplus://offline/ref=48F921A0F5D757DA02850CFAD45FC1885EEFC7C0F93D8FE2AB3034C30AD37B19DC5C2B2439C1A361E4D280B47ECF4C52190EB3DA6B8244m2C6D)
15. [Политика Компании № П3-05 П-11 «В области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды».](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2179799)
16. [Положение Компании № П3-05 Р-0778 «Порядок расследования происшествий».](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2890298)
17. [Положение Компании № П3-05 С-0257 «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин»](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=2023146).
18. 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».
19. [Положение АО «Востсибнефтегаз» № П3-05 Р-0761 ЮЛ-107 «Расследование газонефтеводопроявлений без потери управления скважиной».](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=1973477)
20. [Инструкция АО «Востсибнефтегаз» № П3-05 И-96339 ЮЛ-107 «Контроль воздушной среды на опасных производственных объектах».](http://KRS-VSNK-AS08/reference.asp?sys=DIRECTUM&compcode=ReestrLND&id=3583854)

# ПРИЛОЖЕНИЯ

**Таблица 3**

**Перечень Приложений к Инструкции АО «Востсибнефтегаз»**

| **НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| --- | --- | --- |
|  | Шаблон «Лист глушения при строительстве и ЗБС» | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
|  | [Перечень фонтаноопасных работ и факторы фонтаноопасности](#Приложение2Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Журнал инструктажа на рабочем месте»](#Приложение3Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «График проведения учебно-тренировочных занятий по тревоге «ВЫБРОС»](#Приложение4Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Журнал проведения учебных тревог»](#Приложение5Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Вахтовый журнал»](#Приложение6Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт на глушение скважины»](#Приложение7Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Перечень документов, требующих согласование ПФС](#Приложение8Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Журнал осмотра противовыбросового оборудования»](#Приложение9Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | Шаблон «Лист долива» | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
|  | [Шаблон «Акт опрессовки оборудования»](#Приложение11Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт на опрессовку противовыбросового оборудования»](#Приложение12Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт стендового гидроиспытания (опрессовки)»](#Приложение13Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Ведомость на смонтированное противовыбросовое оборудование»](#Приложение14Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт проверки азота в пневмогидроаккумуляторах»](#Приложение15Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт о заливке спирта в гидравлическую систему управления ПВО»](#Приложение16Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт приема-сдачи скважины в ремонт»](#Приложение17Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Пусковой паспорт»](#Приложение18Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Расчетная таблица долива скважины»](#Приложение19Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт ревизии оборудования»](#Приложение20Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Ведомость на смонтированное технологическое оборудование»](#Приложение21Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт испытания на герметичность межколонного пространства»](#Приложение22Ф) | Включено в настоящий файл |
|  | [Шаблон «Акт опрессовки межпакерного пространства»](#Приложение23Ф) | Включено в настоящий файл |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПЕРЕЧЕНЬ ФОНТАНООПАСНЫХ РАБОТ И ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ

**Таблица 4**

**Перечень фонтаноопасных работ и факторы фонтаноопасности**

| **№** | **ФОНТАНООПАСНЫЕ РАБОТЫ** | **ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ** |
| --- | --- | --- |
| **ФОНТАНООПАСНЫЕ РАБОТЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ** | | |
| 1 | Смена элементов ФА под давлением | Внезапный выход из строя элементов ФА. |
| 2 | Замена коренных задвижек | Внезапный выход из строя элементов ФА. |
| 3 | Ввод ингибитора гидратообразования | Неправильный порядок проведения работ.  Внезапный выход из строя элементов ФА. |
| 4 | Ввод технологических жидкостей (газов) в скважину находящейся под давлением. | Неправильный порядок проведения работ.  Внезапный выход из строя элементов ФА. |
| 5 | Обработка призабойной зоны скважины | Неправильный порядок проведения работ.  Внезапный выход из строя элементов ФА. |
| **ФОНТАНООПАСНЫЕ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ** | | |
| 1 | Механическое бурение. | Неполнота информации о разрезе.  Недостоверность данных по величине пластового давления по всему разрезу скважины.  Насыщение бурового раствора породой и пластовым флюидом.  Возможность поглощения из-за давления бурового раствора при применении забойных двигателей. |
| 2 | СПО бурильных труб, КНБК. | Снижение уровня скважинной жидкости.  Возможность поглощения скважинной жидкости. |
| 3 | Промывка ствола скважины. | Потери давления при движении бурового раствора по затрубному пространству.  Неправильный выбор структурных и реологических параметров бурового раствора. |
| 4 | Проработка ствола скважины. | Поршневание. |
| 5 | Спуск, подъем и цементирование обсадных колонн. | Снижение уровня бурового раствора.  Возможность поглощения. |
| 6 | Перфорация обсадных колонн. | Гидродинамические колебания в скважине.  Возможность поглощения раствора.  Возможность выброса газа. |
| 7 | Геофизические исследования в открытом стволе скважины. | Длительность простоя скважины без промывки. |
| 8 | Установка нефтяных и других жидкостных ванн. | Поступление флюида при промывке.  Гидродинамические колебания в скважине.  Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины. |
| 9 | Бурение с БРД | Выход из строя уплотнительного элемента роторного устьевого герметизатора.  Не соблюдения технологии проведения работ.  Неправильный порядок проведения работ. |
| **ФОНТАНООПАСНЫЕ РАБОТЫ ПРИ ТКРС И ФАКТОРЫ ФОНТАНООПАСНОСТИ** | | |
| 1 | Глушение скважин | Неправильный выбор жидкости глушения.  Неправильный выбор режима проведения глушения.  Недостаточный объем жидкости глушения.  Недостоверность данных по величине пластового давления.  Несоответствующая длительность технологического отстоя.  Отсутствие контроля качества жидкости глушения и параметров проведения процесса глушения. |
| 2 | Разборка и демонтаж ФА | Разгерметизация скважины. |
| 3 | Монтаж ПВО | Проведение работ с открытым устьем. |
| 4 | Опрессовка ПВО | Возможность поглощения. |
| 5 | Срыв подвески НКТ и срыв пакера | Проведение работ с открытым устьем.  Гидродинамические колебания в скважине. |
| 6 | Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) | Длительность простоя скважины без промывки (отсутствие долива более 4-х часов) |
| 7 | СПО НКТ, бурильные трубы, подземного оборудования | Снижение уровня скважинной жидкости.  Возможность поглощения. |
| 8 | Ликвидация аварий с подземным оборудованием (обуривание, установка жидкостных ванн) | Поступление флюида при промывке.  Гидродинамические колебания в скважине.  Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины (кислота и др.). |
| 9 | Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине | Гидродинамические колебания в скважине.  Возможность поглощения раствора.  Возможность выброса газа. |
| 10 | Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в скважине | Возможность поглощения. |
| 11 | Промывка (растепление) пробок: парафиновых, гидратных и других отложений. | Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины. |
| 12 | Обработка призабойной зоны (ОПЗ) | Снижение уровня из-за увеличения плотности жидкости обработки скважины (кислота и др.). |
| 13 | Установка и разбуривание цементных мостов | Возможность поглощения.  Возможность выброса скопления газа из-под разбуриваемого моста. |
| 14 | Вызов притока (свабирование, компрессирование и другое) и отработка скважины | Технология проведения работ. |
| 15 | Демонтаж ПВО | Проведение работ с открытым устьем. |
| 16 | Опрессовка ПВО | Возможность поглощения. |
| 17 | Сборка и монтаж фонтанной арматуры (ФА) | Проведение работ с открытым устьем. |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ШАБЛОН «ЖУРНАЛ ИНСТРУКТАЖА НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ»

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

наименование организации

**Ж У Р Н А Л**

**регистрации инструктажей персонала на рабочем месте**

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

(наименование цеха, участка, службы и т.п.)

Начат \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г.

Окончен \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г.

**Первая страница журнала**

**СПИСОК**

**Работников**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ФАМИЛИЯ, ИНИЦИАЛЫ** | **ПРОФЕССИЯ**  **(ДОЛЖНОСТЬ)** | **НОМЕР СТРАНИЦЫ**  **ЗАПИСИ ИНСТРУКТАЖЕЙ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

**Последующие страницы журнала**

Фамилия, имя, отчество \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Профессия (должность)**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ДАТА ПРОВЕДЕНИЯ, ВИД, ПРИЧИНА**  **ИНСТРУКТАЖА** | **ТЕМА ИНСТРУКТАЖА**  **(ВОПРОСЫ, ПО КОТОРЫМ ПРОВОДИТСЯ ИНСТРУКТАЖ)** | **ПОДПИСИ** | |
| **ИНСТРУКТИРУЕМОГО** | **ИНСТРУКТИРУЮЩЕГО** |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ШАБЛОН «ГРАФИК ПРОВЕДЕНИЯ УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНЫХ ЗАНЯТИЙ ПО ТРЕВОГЕ «ВЫБРОС»

|  |  |
| --- | --- |
|  | УТВЕРЖДАЮ: |
|  | Технический руководитель подрядной организации |
|  |  |
|  | «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_ г. |
|  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Ф.И.О. |

**График**

**проведения учебных тревог по тревоге «ВЫБРОС»**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **НОМЕР ТЕМЫ УТЗ** | **МЕСЯЦ** | **ВАХТА №** | | **ВАХТА №** | | **ВАХТА №** | | **ВАХТА №** | |
| **ПЛАН** | **ФАКТ** | **ПЛАН** | **ФАКТ** | **ПЛАН** | **ФАКТ** | **ПЛАН** | **ФАКТ** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Темы для проведения УТЗ:

1. В соответствии с ПЛА
2. ….

Ответственный за проведение УТЗ:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Должность |  | И.О.Ф. |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ШАБЛОН «ЖУРНАЛ ПРОВЕДЕНИЯ УЧЕБНЫХ ТРЕВОГ» (Рекомендуемая форма).

Журнал проведения учебных тревог

| ДАТА | СОСТАВ ВАХТЫ  (Фамилия И.О.) | Должность | Технологический процесс на объекте к моменту учебной тревоги | Тема вводной учебной тревоги | результат Анализа учебной тревоги, общая оценка (5 бальная) | Время, затраченное на герметизацию устья скважины (мин.) | Подпись проводившего тревогу | Подписи членов вахты (смены) |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ШАБЛОН «ВАХТОВЫЙ ЖУРНАЛ» (Рекомендуемая форма)

*Титульный лист*

|  |
| --- |
|  |
| (наименование ПО) |
| (наименование подразделения (филиала)) |

**ВАХТОВЫЙ ЖУРНАЛ**

|  |
| --- |
|  |

**(наименование участка, цеха, бригады)**

|  |
| --- |
| Начат \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |
| Окончен \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_г. |

*Первая страница журнала*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата | Задание мастера по технологии и прочим работам | Состав вахты | | Забой на начало вахты | Забой на конец вахты | Долото | | | ВЗД | | | Проходка за вахту | Мера инструмента в скважине |
|  |  | Роспись | ФИО |  |  | тип | размер | № | тип | размер | № |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  | | | | |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Полноту и качество приема-передачи вахты подтверждаю \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ И.О.Ф. мастера

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата | Задание мастера по технологии и прочим работам | Состав вахты | | Забой на начало вахты | Забой на конец вахты | Долото | | | ВЗД | | | Проходка за вахту | Мера инструмента в скважине |
| Роспись | ФИО | тип | размер | № | тип | размер | № |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  | | | | |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Полноту и качество приема-передачи вахты подтверждаю \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ И.О.Ф. мастера

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата | Задание мастера по технологии и прочим работам | Состав вахты | | Забой на начало вахты | Забой на конец вахты | Долото | | | ВЗД | | | Проходка за вахту | Мера инструмента в скважине |
| Роспись | ФИО | тип | размер | № | тип | размер | № |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  | | | |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

*Вторая страница журнала*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Спуск инструмента | | Подъем инструмента | | Наращивание | | Описание работ и остановок с указанием времени | Режим бурения | | | | | | |
| Кол-во  свечей | Объем вытеснения | Кол-во  свечей | Объем долива | Кол-во  свечей | Время, час. | Нагрузка на долото | Расход раствора | Давление на выходе | Мех-ая скорость | Вес на спуск | Вес на подъем | Число оборотов, момент |
|  |  |  |  |  |  | Бурильщик  Сдал:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_)  Принял:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_) |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Спуск инструмента | | Подъем инструмента | | Наращивание | | Описание работ и остановок с указанием времени | Режим бурения | | | | | | |
| Кол-во  свечей | Объем вытеснения | Кол-во  свечей | Объем долива | Кол-во  свечей | Время, час. | Нагрузка на долото | Расход раствора | Давление на выходе | Мех-ая скорость | Вес на спуск | Вес на подъем | Число оборотов, момент |
|  |  |  |  |  |  | Бурильщик  Сдал:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_)  Принял:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_) |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Спуск инструмента | | Подъем инструмента | | Наращивание | | Описание работ и остановок с указанием времени | Режим бурения | | | | | | |
| Кол-во  свечей | Объем вытеснения | Кол-во  свечей | Объем долива | Кол-во  свечей | Время, час. | Нагрузка на долото | Расход раствора | Давление на выходе | Мех-ая скорость | Вес на спуск | Вес на подъем | Число оборотов, момент |
|  |  |  |  |  |  | Бурильщик  Сдал:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_)  Принял:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_) |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ШАБЛОН «АКТ НА ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ»

**АКТ**

**на глушение скважины**

от «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе:

мастер бригады \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

бурильщик \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

мастер Подрядчика,

оказывающего услуги по глушению \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

оператор Подрядчика,

оказывающего услуги по глушению \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

машинист ЦА\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

ЦА гос. № \_\_\_\_\_\_\_\_ гар. № \_\_\_\_\_\_\_\_\_ манометр № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ класс точности\_\_\_\_\_\_\_\_

составили настоящий акт в том, что на скважине № \_\_\_\_ куста № \_\_\_\_м/р \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

произведено глушение раствором плотностью \_\_\_\_\_\_\_\_\_ г/см3 в объеме \_\_\_\_\_\_\_\_ м3

в количестве \_\_\_\_\_\_ циклов

Дата и время:

начала глушения: «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г. \_\_\_\_\_\_ часов \_\_\_\_\_\_\_ минут

окончания глушения: «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г. \_\_\_\_\_\_ часов \_\_\_\_\_\_\_ минут

Давление в скважине после глушения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ кгс/см2.

Дата составления акта «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20 \_\_\_\_ г. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(час, мин)

Подписи:

Мастер: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

Бурильщик: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

Машинист ЦА: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

Оператор Подрядной организации,

оказывающего услуги по глушению \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ТРЕБУЮЩИХ СОГЛАСОВАНИЕ ПФС

1. Инструкция по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов, учитывающая специфику эксплуатации месторождений и технологию проведения работ при бурении, освоении, геофизических исследованиях скважин, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин, а также при ведении геофизических и ПВР на скважинах.
2. Специальный план на бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды) и возможным флюидопроявлением.
3. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования при эксплуатационном бурении, ЗБС и ГРР.
4. Схема оборудования и обвязки устья с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидных линий при освоении и испытании скважины.
5. Схема оборудования устья скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны.
6. Схема обвязки устья при испытании скважины с помощью пластоиспытателя.
7. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП.
8. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при освоении свабированием.
9. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования при ТКРС.
10. 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.
11. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при выполнении ПВР.
12. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием скважин с пластовым давлением, превышающим гидростатическое.
13. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при восстановлении циркуляции с применением комплектом оборудования для промывки скважины (КОПС).
14. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при освоении свабированием.
15. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием по ремонту и освоению с применением гибкой насосно-компрессорной трубы.
16. Схема обвязки устья скважин при разрядке давления с затрубного пространства.
17. Схема обвязки устья фонтанных скважин при эксплуатации.
18. Схема обвязки устья скважин при разрядке давления с затрубного пространства.
19. Схема обвязки устья скважин, оборудованных штанговыми винтовыми насосами (ШГН).
20. Схема обвязки устья скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса.
21. Схема обвязки устья газоконденсатной скважины.
22. Схема обвязки устья скважины поддержания пластового давления (ППД).
23. Схема обвязки устья скважины при геофизических исследованиях и работах в скважинах.
24. Схема обвязки устья скважины при канатных работах.
25. Схемы установки и монтажа противовыбросового оборудования на стенде.
26. Специальный план по перфорации продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований.
27. План проведения работ с трубными пластоиспытателями в условиях поглощения промывочной жидкости и слабом проявлении скважины.
28. Положение по одновременному ведению работ на кусте.
29. Инструкция по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ШАБЛОН [«ЖУРНАЛ ОСМОТРА ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ»](#Приложение9Ф)

*Титульный лист*

|  |
| --- |
|  |
| (наименование организации) |
| (наименование подразделения (филиала)) |

**ЖУРНАЛ**

**осмотра противовыбросового оборудования**

|  |
| --- |
|  |

**(наименование участка, цеха, бригады)**

|  |
| --- |
| Начат \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |
| Окончен \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_г. |

*Последующие страницы журнала*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата, месяц, год проверки | ФИО, должность проверяющего | Давление в гидросистеме | Исправность манометров в т.ч. ЭКМ | Проверка регулировочного клапана | Проверка ПУГ | Проверка ППГ | Проверка пультов управления | Проверка БГ/БД | Проверка КШЗ, КОШЗ | Проверка системы обогрева | Проверка уровня масла | Подпись лица, проводившего проверку |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 11. ШАБЛОН «АКТ ОПРЕССОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ»**

**АКТ**

**опрессовки оборудования**

от «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_ г.

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе:

мастер бригады \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

бурильщик \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

машинист ЦА\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в том, что на скважине № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ куста № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_месторождения нами произведена

опрессовка технгологического оборудования \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ в комплекте с

(тип, марка, шифр)

Перечень оборудования, заводской номер:

1……

2….

на давление \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ кгс/см2

В течение 10 минут давление снизилось на \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ кгс/см2

Результат опрессовки оборудования \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(тип, марка, шифр)

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(герметично, негерметично)

Подписи:

Мастер: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

Бурильщик (оператор) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

Машинист ЦА: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

ЦА гос. № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ гаражный № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**ПРИЛОЖЕНИЕ 12. ШАБЛОН «АКТ НА ОПРЕССОВКУ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ»**

**АКТ**

**на опрессовку противовыбросового оборудования**

от «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_ г.

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе:

мастер бригады \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

бурильщик \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

машинист ЦА\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в том, что на скважине № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ куста № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_месторождения нами произведена

опрессовка противовыбросового оборудования \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ в комплекте с

(тип, марка, шифр)

Перечень оборудования, заводской номер:

1……

2….

на давление \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ кгс/см2

В течение 10 минут давление снизилось на \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ кгс/см2

Результат опрессовки противовыбросового оборудования \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(тип, марка, шифр)

трубные плашки \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(герметичны, негерметичны)

глухие плашки \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(герметичны, негерметичны)

Подписи:

Мастер: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

Бурильщик (оператор) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

Машинист ЦА: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись Фамилия И. О.

ЦА гос. № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ гаражный № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 13. ШАБЛОН «АКТ СТЕНДОВОГО ГИДРОИСПЫТАНИЯ (ОПРЕССОВКИ)»

*(Наименование организации, производившей стендовое испытание)*

**А К Т**

испытания\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(наименование оборудования, приспособлений)

**«\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г.**  **г.\_(*место проведения испытания*)\_**

Комиссия в составе:

Председатель: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Члены комиссии: 1. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

2. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

3.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

4. *представитель ПФС*\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

произвела испытание на прочность (герметичность)\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(наименование оборудования, приспособлений и их технические характеристики)

Заводской №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ инвентарный №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ путем создания

давления (кг/см2) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ с выдержкой в течение \_\_\_\_\_\_\_ минут.

Испытание производилось на опрессовочном стенде\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

и КИП:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

В результате испытания установлено: **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Комиссия считает: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Подписи: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

1.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

2.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

3.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

4.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 14. ШАБЛОН «ВЕДОМОСТЬ НА СМОНТИРОВАННОЕ ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»

**Ведомость**

**на смонтированное противовыбросовое оборудование на скважине №\_\_\_, КП \_\_\_\_**

***(наименование месторождения)***

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Скважина |  |  |
| Месторождение |  |  |
| Дата установки |  |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Сведения о превенторах** | | | | |
| 1. Тип. Шифр | | | |  |
| 2. Заводской номер | | | |  |
| 3. Дата выпуска, дата ввода в эксплуатацию | | | |  |
| 4. Размер и тип плашек | | | |  |
| 5. Диаметр проходного отверстия, мм | | | |  |
| 6. Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 7. Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |
| 8. Размер и тип резьбы под шпильки | | | |  |
| 9. Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 10. Глубина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 11. Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| **II. Сведения о колонной головке** | | | | |
| 1. Тип. Шифр | | | |  |
| 2. Заводской номер | | | |  |
| 3. Дата выпуска, дата ввода в эксплуатацию | | | |  |
| 4. Характеристики нижней секции колонной головки: | | | |  |
| 4.1 Способ присоединения к обсадной трубе | | | |  |
| 4.2 Размеры: | | | |  |
| 4.2.1. Высота, мм | | | |  |
| 4.2.2. Наружний диаметр фланца, мм | | | |  |
| 4.2.3. Внутренний условный проходной диаметр | | | |  |
| 4.2.4 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 4.2.5. Количество отверстий под шпильки, шт. | | | |  |
| 4.2.6. Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 4.2.7. Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 4.2.8. Глубина проточки под прокладу, мм | | | |  |
| 4.2.9 Задвижки | | | |  |
| 5. Характеристики верхней секции колонной головки: | | | |  |
| 5.2 Размеры: | | | |  |
| 5.2.1. Высота, мм | | | |  |
| 5.2.2. Наружний диаметр фланца, мм | | | |  |
| 5.2.3. Внутренний условный проходной диаметр | | | |  |
| 5.2.4 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 5.2.5. Количество отверстий под шпильки, шт. | | | |  |
| 5.2.6. Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 5.2.7. Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 5.2.8. Глубина проточки под прокладу ,мм | | | |  |
| 5.2.9 Задвижки | | | |  |
| **III. Управление превенторами** | | | | |
| 1. Тип управления | | | |  |
| 2. Шифр пульта дистанционного управления | | | |  |
| 3. Заводской номер | | | |  |
| 4. Дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию | | | |  |
| 5. Длина штурвалов, мм | | | |  |
| 6. Направление вращения и число оборотов штурвалов необходимое для закрытия ППГ | | | |  |
| 7. Газ, которым заправлены гидропневмоаккумуляторы: | | | |  |
| **IV. Данные о переходном патрубке, крестовине, переходной катушке и обсадной колонне** | | | | |
| **1. Патрубок под колонным фланцем** | | | |  |
| 1.1 Наружний диаметр, мм | | | |  |
| 1.2 Толщина стенки, мм | | | |  |
| 1.3 Марка стали | | | |  |
| 1.4. Длина свободной части патрубка над муфтой кондуктора, мм | | | |  |
| 1.5. Тип присоединительной резьбы к колонной головке | | | |  |
| 1.6 Тип присоединительной резьбы к обсадной трубе | | | |  |
| **2. Размер фланцев отводов крестовины** | | | |  |
| 2.1 Наружний диаметр,мм | | | |  |
| 2.2 Внутренний диаметр отводов, мм | | | |  |
| 2.3 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 2.4 Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 2.5. Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |
| 2.6 Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 2.7 Глубина проточки под прокладу,мм | | | |  |
| 2.8 Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| **3. Размер крестовины:** | | | |  |
| 3.1 Высота | | | |  |
| 3.2 Наружний диаметр нижнего фланца,мм | | | |  |
| 3.3 Внутренний диаметр, мм | | | |  |
| 3.4 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки нижнего фланца, мм | | | |  |
| 3.5 Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 3.6 Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |
| 3.7 Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 3.8 Глубина проточки под прокладу,мм | | | |  |
| 3.9 Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| **4. Размеры надпревенторной катушки** | | | |  |
| 4.1 Выссота, мм | | | |  |
| 4.2 Размеры фланцев: | | | |  |
| 4.2.1 Наружний диаметр,мм | | | |  |
| 4.2.2 Внутренний диаметр, мм | | | |  |
| 4.2.3 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 4.2.4 Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 4.2.5 Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |
| 4.2.6 Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 4.2.7 Глубина проточки под прокладу,мм | | | |  |
| 4.2.8 Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| **5. Данные об обсадной колонне** | | | |  |
| 5.1 Наружний диаметр,мм | | | |  |
| 5.2. Толщина стенки последней трубы, мм | | | |  |
| 5.3 Марка стали | | | |  |
| 5.4 Длина свободной части обсадной колонны, мм | | | |  |
| **V. Данные о манифольде** | | | |  |  |
| Наименование | | | | Количество | Давление, Мпа |
| 1. Блок глушения | | | |  |  |
| 2. Блок дросселирования | | | |  |  |
| 3. Трубы выкидные: | | | |  |  |
| 3.1 высокого давления | | | |  |  |
| 4. БРС соединение | | | |  |  |
| 5. Манометр | | | |  |  |
| 6. Задвижка | | | |  |  |
| 7. Дросель | | | |  |  |
| **1. Блок глушения** | | | |  |  |
| 1.1 Тип, марка | | | |  |  |
| 1.2 Внутренний проходной диаметр, мм | | | |  |  |
| 1.3 Рабочее давление, Мпа | | | |  |  |
| 1.4 Габаритные размеры,мм | | | |  |  |
| **2. Блок дросселирования** | | | |  |  |
| 2.1 Тип, марка | | | |  |  |
| 2.2 Внутренний проходной диаметр, мм | | | |  |  |
| 2.3 Рабочее давление, Мпа | | | |  |  |
| 2.4 Габаритные размеры,мм | | | |  |  |
| **3. Выкидные линии** | | | |  |  |
| 3.1 Внутренний диаметр, мм | | | |  |  |
| 3.2 Толщина стенки труб, мм | | | |  |  |
| 3.3 Рабочее давление, Мпа | | | |  |  |
| **4. Фланцевые соединения манифольда** | | | |  |  |
| 4.1 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |  |
| 4.2 Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |  |
| 4.3 Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |  |
| 4.4 Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |  |
| 4.5 Глубина проточки под прокладу, мм | | | |  |  |
| 4.6 Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |  |
| **VI. Сведения об опрессовке** | | | | | |
| Оборудование | зав. номер | Дата опрессовки | Давление опрессовки | Результат опрессовки | |
|  |  |  |  |  | |
|  |  |  |  |  | |
|  |  |  |  |  | |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 15. ШАБЛОН «АКТ ПРОВЕРКИ АЗОТА В ПНЕВМОГИДРОАККУМУЛЯТОРАХ»

*(Наименование организации, производившей проверку)*

**А К Т**

«\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что на \_(*место проведения работ*)\_, был произведен замер давления Азота в пневмогидроаккумуляторах (ПГА) станции управления превенторами *\_(обозначение станции, зав. №)*\_.

Замер производился *(указать оборудование и КИП).*

Результат размера:

1 пневмогидроаккумулятор зав.№ \_\_ - \_\_\_ Мпа

2 пневмогидроаккумулятор зав.№ \_\_ - \_\_\_ Мпа

3 пневмогидроаккумулятор зав.№ \_\_ - \_\_\_ Мпа

4 пневмогидроаккумулятор зав.№ \_\_ - \_\_\_ Мпа

Подписи:

Начальник участка \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Мастер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Механик \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Слесарь \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 16. ШАБЛОН «АКТ О ЗАЛИВКЕ СПИРТА В ГИДРАВЛИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ ПВО»

*(Наименование организации, производившей работу)*

**А К Т**

«\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что на \_(*место проведения работ*)\_, была произведена заливка спирта \_\_\_\_\_\_ *(указать характеристику),* в маслобак станции управления превенторами \_\_\_\_\_\_\_\_( *обозначение станции, зав. №, объем маслобака)*\_, в объеме \_\_\_\_ литров.

Подписи:

Начальник участка \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Мастер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Механик \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Слесарь \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**ПРИЛОЖЕНИЕ 17. ШАБЛОН «АКТ ПРИЕМА-СДАЧИ СКВАЖИНЫ В РЕМОНТ»**

**АКТ**

**приема-сдачи скважины в ремонт**

Скв. № \_\_\_\_\_\_\_\_ куст № \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождение \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Дата и время приема в ремонт «\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20 г. \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **СОСТОЯНИЕ ПРИУСТЬЕВОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ И КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ** | **НЕДОСТАТКИ И НАРУШЕНИЯ ДО ПЕРЕДАЧИ В РЕМОНТ** | **ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ДО РЕМОНТА** | **СОСТОЯНИЕ СКВАЖИНЫ И КУСТА ПРИ СДАЧЕ ПОСЛЕ РЕМОНТА** |
| 1 | Замазученность территории |  |  |  |
| 2 | Захламленность территории |  |  |  |
| 3 | Пропуски нефти и газа на соседних скважинах |  |  |  |
| 4 | Замазученность ФА |  |  |  |
| 5 | Комплектность шпилек ФА на скважинах куста |  |  |  |
| 6 | Отключение силовых кабелей на ремонтируемой скважине |  |  |  |
| 7 | Наличие прохода |  |  |  |
| 7.1 | В трубах |  |  |  |
| 7.2 | В затрубном пространстве |  |  |  |
| 7.3 | В коллекторе[[1]](#footnote-1) |  |  |  |

**Сдал в ремонт**: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Ф.И.О. подпись мастера ЦДНГ

**Принял в ремонт** \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Ф.И.О. подпись мастера бригады ТКРС

Дата и время сдачи отремонтированной скважины в эксплуатацию после ремонта

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г. \_\_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ мин.

Опрессовка СУСГ (кабельного ввода) на 40 атм. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Опрессовка НКТ в скважине \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Запуск скважины в работу \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Сдал из ремонта** \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Ф.И.О., подпись мастера бригады ТКРС

**Принял из ремонта** \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Ф.И.О., подпись мастера ЦДНГ

## ПРИЛОЖЕНИЕ 18. ШАБЛОН «ПУСКОВОЙ ПАСПОРТ»

|  |
| --- |
| ПУСКОВОЙ ПАСПОРТ от « \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г.  Мы, нижеподписавшиеся, проверили готовность скважины № \_\_\_\_\_\_\_\_ куста № \_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_месторождения к капитальному, текущему ремонту, освоению скважины после бурения (нужное подчеркнуть).  1. Состояние подъездных путей \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  2. Наличие согласно перечню, и исправность противопожарных средств \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  3. Состояние соседних скважин (наличие глубинных отсекателей, экранирующих  устройств, пропусков нефти и газа и т.п.) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  4. Наличие и исправность противовыбросового оборудования, определенного планом  работ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  5. Наличие запаса жидкости для долива скважины, средства подачи ее в скважину  (плотность, объем) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  6. Глушение скважины произведено  в соответствии с планом работ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  (дата, объем, плотность)  7. Наличие и состояние искрогасителей ДВС \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  8. Состояние освещенности рабочей зоны \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  9. Техническое состояние подъемного агрегата \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  10. Испытание противозатаскивателя проведено (дата)\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  талевый блок остановился за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ метров до подкронблочной рамы.  11. Грязевый шланг опрессован (дата)\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ на давление \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ кгс/см2  12. Акт на испытание якорей от (дата)\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ прилагается.  13. Паспорта на элеваторы № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  штропа № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ индикатор веса № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ прилагаются.  14. Состояние рабочей площадки и саней мостков \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  15. Состояние гидравлического ключа \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  16. Состояние подвесного ролика для кабеля УЭЦН\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  17. Состояние спайдера и трубного захвата \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  18. Состояние блока долива \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  19. Состояние инструментальной будки и автонаматывателя. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  20. Наличие и состояние подъемного патрубка \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  21. Состояние жилых вагончиков \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  22. Соответствие схеме расстановка оборудования \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  23. Состояние и укладка кабельных линий \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  24. Комплектность вахты, наличие и состояние СИЗ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  25. Наличие и оформление документации \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  26. Исправность системы видеонаблюдения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  **Заключение комиссии** \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Подписи\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Должность, организация, Ф.И.О. Подпись |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 19. ШАБЛОН «РАСЧЕТНАЯ ТАБЛИЦА ДОЛИВА СКВАЖИНЫ»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Типоразмер трубы** | **Наружный диаметр, мм** | **Толщина стенки, мм** | **Внутренний диаметр, мм** | **Объем металла труб** | | **Объем внутреннего пространства труб** | | **Объем труб** | |
| **Объем 1 л.м. металла трубы, м3** | **Объем долива (вытеснения) каждые 100 м,м3** | **Объем 1 л.м. внетр. пространства трубы, м3** | **Объем долива каждых 100м, м3** | **Объем 1 л.м трубы, м3** | **Объем долива (вытеснения) каждых 100м, м3** |
| **Бурильные трубы** | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Обсадные трубы** | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Ствол скважины** | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица долива скважины при СПО

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **1 свеча м³** | **5 свечей м³** | **10 свечей м³** | **Примечание** |
| 1 |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 20. ШАБЛОН «АКТ РЕВИЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ»

*(Наименование организации, производившей ревизию оборудования)*

**А К Т**

**ревизии оборудования**

«\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г. г. (*место проведения работ*)

Комиссия в составе:

Председатель: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Члены комиссии: 1. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

2. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

3.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

произвела ревизию следующего оборудования:

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_­\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(наименование оборудования, приспособлений и их тех. характеристики, заводской №)

В процессе ревизии были проведены следующие работы:

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

В результате произведенных работ установлено: **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Комиссия считает: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Подписи: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

1.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

2.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

3.\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 21. ШАБЛОН «ВЕДОМОСТЬ НА СМОНТИРОВАННОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»

**Ведомость**

**на смонтированное оборудование на скважине №\_\_\_, КП \_\_\_\_**

***\_\_\_(наименование месторождения)\_\_***

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Скважина |  |  |
| Месторождение |  |  |
| Дата установки |  |  |
|  |  |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **I Сведения о устьевом герметизаторе** | | | | |
|  | | | | |
| 1. Тип. Шифр | | | |  |
| 2. Заводской номер | | | |  |
| 3. Дата выпуска, дата ввода в эксплуатацию | | | |  |
| 4. Размер и тип плашек | | | |  |
| 5. Диаметр проходного отверстия, мм | | | |  |
| 6. Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 7. Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |
| 8. Размер и тип резьбы под шпильки | | | |  |
| 9. Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 10. Глубина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 11. Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| **II. Данные переходнных катушках (адаптерах)** | | | | |
| **1. Размеры катушки** | | | |  |
| 1 Выссота, мм | | | |  |
| 2 Размеры фланцев: | | | |  |
| 2.1 Наружний диаметр,мм | | | |  |
| 2.2 Внутренний диаметр , мм | | | |  |
| 2.3 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 2.4 Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |
| 2.5 Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |
| 2.6 Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |
| 2.7 Глубина проточки под прокладу,мм | | | |  |
| 2.8 Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |
| **III. Данные о манифольде** | | | |  |  |
| Наименование | | | | Количество | Давление, Мпа |
| 1. | | | |  |  |
| 2. | | | |  |  |
| 3. | | | |  |  |
| 4. БРС соединение | | | |  |  |
| 5. Манометр | | | |  |  |
| 6. Задвижка | | | |  |  |
| 7. Дросель | | | |  |  |
| **2. Фланцевые соединения манифольда** | | | |  |  |
| 2.1 Диаметр окружности по центрам отверстий под шпильки, мм | | | |  |  |
| 2.2 Диаметр отверстий под шпильки, мм | | | |  |  |
| 2.3 Количество отверстий под шпильки, шт | | | |  |  |
| 2.4 Средний диаметр проточки под прокладку, мм | | | |  |  |
| 2.5 Глубина проточки под прокладу,мм | | | |  |  |
| 2.6 Ширина проточки под прокладку, мм | | | |  |  |
| **VI. Сведения об прессовке** | | | | | |
| Оборудование | зав. номер | Дата опрессовки | Давление опрессовки | Результат опрессовки | |
|  |  |  |  |  | |
|  |  |  |  |  | |
|  |  |  |  |  | |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 22. ШАБЛОН «АКТ ИСПЫТАНИЯ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ МЕЖКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА»

(месторождение)

«\_\_» \_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г Скважина№\_\_\_\_, Куст №\_\_\_

**АКТ**

**испытания на герметичность межколонного пространства \_\_\_\_\_\_\_**

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что *\_(дата)\_* на скважине №\_\_\_\_, куста №\_\_\_, \_\_\_\_\_\_ месторождения произведено испытание на герметичность межколонного пространства \_\_\_\_\_\_\_, опрессовка произведена *\_(указать опрессовочную жидкость)\_,* давлением \_\_.

Опрессовка производилась (*указать чем производилась опрессовка, информацию о КИП, поверка).*

Удержание под давлением 30 минут

Падение давление не зафиксировано. (Падение давления составило \_\_\_Мпа)

Результат опрессовки: межколонное пространство \_\_\_\_\_ *герметично (негерметично)*.

Буровой мастер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Буровой супервайзер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Мастер УЦДНГ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 23. ШАБЛОН «АКТ ИСПЫТАНИЯ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ МЕЖПАКЕРНОГО ПРОСТРАНСТВА»

(месторождение)

«\_\_»\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г Скважина№\_\_\_\_, Куст №\_\_\_

**АКТ**

**испытания на герметичность межпакерного пространства \_\_\_\_\_\_\_**

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что *\_(дата)\_* на скважине №\_\_\_\_, куста №\_\_\_, \_\_\_\_\_\_ месторождения произведено испытание на герметичность межпакерного пространства \_\_\_\_\_\_\_\_, ОКК\_(тип)\_\_ ХЛ зав.№ \_\_\_\_.

Испытание производилось нагнетанием смазки АРМАТОЛ на давление \_\_\_МПа, манометр *\_информация о КИП)\_\_*

Удержание под давлением 5 минут

Падение давление не зафиксировано. (Падение давления составило \_\_\_Мпа)

Результат опрессовки: *герметично (негерметично)*.

Буровой мастер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Буровой супервайзер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Мастер УЦДНГ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

1. Приведены примеры проверяемых параметров состояния кустовой площадки. [↑](#footnote-ref-1)