



**ВОСТОЧНО-СИБИРСКАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УТВЕРЖДЕНА

Приказом ПАО «Востсибнефтегаз»

от «23» мая 2016 г. № 407

Введена в действие «23» мая 2016 г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник ПАСФ

ООО «Нефтегазобезопасность»

_____ **ФИО**

«_____» _____ 2016 г.

М.П.

ИНСТРУКЦИЯ АО «ВОТСИБНЕФТЕГАЗ»

**ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ
ФОНТАНОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

№ П1-01.05 И-1130 ЮЛ-107

ВЕРСИЯ 3.00

(с изменениями, внесенными приказом АО «Востсибнефтегаз» от 26.01.2017 г. №57)

(с изменениями, внесенными приказом АО «Востсибнефтегаз» от 21.03.2017 г. №243)



**ВОСТОЧНО-СИБИРСКАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ**

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УТВЕРЖДЕНА

Приказом ПАО «Востсибнефтегаз»

от «23» мая 2016 г. № 407

Введена в действие «23» мая 2016 г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник ПАСФ

ООО «Нефтегазобезопасность»



В.И. Демчук

«23» мая 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ ПАО «ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ»

**ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ
ФОНТАНОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

№ П1-01.05 И-1130 ЮЛ-107

ВЕРСИЯ 3.00

СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
ВВЕДЕНИЕ.....	4
ЦЕЛИ.....	4
ЗАДАЧИ.....	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ	5
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ	5
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	7
3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	8
4. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГНВП И СПОСОБЫ ИХ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ	9
4.1. ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ	9
4.2. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ	11
5. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП.....	13
6. КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП.....	18
7. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ	19
8. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН	22
9. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И РАБОЧИЕ ЖИДКОСТИ	24
10. КОНТРОЛЬ ЗА ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ГНВП.....	26
11. ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ ПРИ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНАХ.....	28
12. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ОРГАНИЗАЦИЮ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП	31
13. ССЫЛКИ.....	32
14. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА.....	33

Права на настоящий ЛНД принадлежат АО «Востсибнефтегаз». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения АО «Востсибнефтегаз».

© © АО «Востсибнефтегаз», 2016

ИНСТРУКЦИЯ АО «ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ» «ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН»
 №П1-01.05 И-1130 ЮЛ-107 ВЕРСИЯ 3.00
 СПРАВОЧНО. ВЫГРУЖЕНО ИЗ ИСС "НОБ"АО "ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ": 30.05.2016 11:25

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

Инструкция АО «Востсибнефтегаз» «По предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин» (далее – Инструкция) устанавливает порядок организации и выполнения мероприятий по предотвращению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин на объектах АО «Востсибнефтегаз».

Настоящая Инструкция разработана в соответствии с требованиями:

- [Приказа Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».](#)
- [Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98.](#)
- [Политики Компании в области промышленной безопасности и охраны труда № ПЗ-05.01 П-01](#)
- [Положение Компании «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин» №ПЗ-05 С-0257.](#)
- [Стандарта Компании «Интегрированная система управления в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» №П4-05 С-009.](#)
- [ISO 14001:2004 «Environmental management systems - Requirements with guidance for use».](#)
- [OHSAS 18001:2007 «Occupational health and safety management systems – Requirements».](#)

ЦЕЛИ

Настоящая Инструкция разработана с целью предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений, повышения безопасности и противоаварийной устойчивости при эксплуатации объектов АО «Востсибнефтегаз».

ЗАДАЧИ

Задачами настоящей Инструкции являются:

- определение четких требований по предупреждению газонефтеводопроявлений;
- определение обязанностей и ответственности руководителей и исполнителей при планировании мероприятий, направленных на предупреждение газонефтеводопроявлений;

- установление порядка подготовки и непосредственного проведения аварийно-спасательных работ по ликвидации газонефтеводопроявлений;
- определение основных мер по обеспечению безопасности при ведении аварийно-спасательных работ.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящая Инструкция является обязательной для исполнения работниками АО «Востсибнефтегаз», задействованными в процессе строительства и ремонта скважин.

Структурные подразделения АО «Востсибнефтегаз» при оформлении договоров с подрядными организациями, осуществляющими выполнение работ по строительству и ремонту скважин на объектах АО «Востсибнефтегаз», обязаны включать в условия договоров пункт о неукоснительном выполнении требований настоящей Инструкции подрядными организациями.

Организационные, распорядительные и локальные нормативные документы не должны противоречить настоящей Инструкции.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Настоящая Инструкция является локальным нормативным документом постоянного действия.

Настоящая Инструкция утверждается и вводится в действие в АО «Востсибнефтегаз» приказом АО «Востсибнефтегаз».

Инструкция признается утратившей силу в АО «Востсибнефтегаз» на основании приказа АО «Востсибнефтегаз».

Изменения в Инструкцию вносятся приказом АО «Востсибнефтегаз».

Изменения в Инструкцию вносятся в случаях: изменения законодательства РФ, изменения организационной структуры, полномочий руководителей и т.п.

Инициаторами внесения изменений в Инструкцию являются: управление промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды АО «Востсибнефтегаз», а также иные структурные подразделения АО «Востсибнефтегаз», по согласованию с вышеуказанным управлением промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды АО «Востсибнефтегаз».

Ответственность за поддержание Инструкции в АО «Востсибнефтегаз» в актуальном состоянии возлагается на начальника управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды АО «Востсибнефтегаз».

Контроль за исполнением требований настоящей Инструкции возлагается на главного инженера АО «Востсибнефтегаз».

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ – это действия по спасению людей, материальных и культурных ценностей, защите природной среды в зоне чрезвычайных ситуаций, локализации чрезвычайных ситуаций и подавлению или доведению до минимально возможного уровня воздействия характерных для них опасных факторов. Аварийно-спасательные работы характеризуются наличием факторов, угрожающих жизни и здоровью проводящих эти работы людей, и требуют специальной подготовки, экипировки и оснащения.

БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА – состояние условий труда, при котором исключено воздействие на работающих опасных и вредных производственных факторов.

ВРЕДНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ФАКТОР – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию.

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

ГАЗОСПАСАТЕЛЬНАЯ СЛУЖБА – структурное подразделение нештатного аварийно-спасательного формирования АО «Востсибнефтегаз» или профессиональное аварийно-спасательное формирование, аттестованные на право проведения газоспасательных работ в соответствии с законодательными требованиями.

ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН – это неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, негерметичности, разрушения противовыбросового оборудования или вследствие грифообразования.

ОПАСНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ФАКТОР – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его травме.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЕРСОНАЛ – категория специалистов и рабочих, занятых в производственном процессе АО «Востсибнефтегаз».

ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.

РАБОТНИК – физическое лицо, вступившее в трудовые отношения с АО «Востсибнефтегаз».

2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БГ – блок глушения.

БД – блок дросселирования.

ВУС – вязкая упругая система;

ГНВП – газонефтеводопроявления и открытые фонтаны.

ГТИ – геолого-технические исследования.

ЗБС – зарезка бокового ствола.

ИТР – инженерно-технический состав.

НКТ – насосно-компрессорные трубы.

ОБЩЕСТВО – Фкционерное общество «Восточно - Сибирская нефтегазовая компания» (АО «Востсибнефтегаз»).

ОФ – открытый фонтан.

ОК – обсадная колонна.

ПВО – противовыбросовое оборудование.

ПМЛПА – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

ПТО – производственно-технический отдел управления добычи нефти и газа АО «Востсибнефтегаз».

ПФС – противofонтанная служба.

ПЗП – призабойная зона пласта.

РОСТЕХНАДЗОР – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

СВП – силовой верхний привод.

СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (СП) – структурное подразделение АО «Востсибнефтегаз» с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своих компетенций, определенных положением о структурном подразделении.

СНС – статистическое напряжение сдвига.

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин.

УБС – управление по бурению скважин АО «Востсибнефтегаз».

УТЗ – учебно-тренировочное занятие.

ЦДНГ – цех по добыче нефти и газа АО «Востсибнефтегаз».

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1. Настоящая Инструкция распространяется на СП, задействованные в процессе строительства и ремонта скважин.

3.2. При выполнении работ, связанных с ликвидацией ГНВП, следует руководствоваться нормативными документами, регламентирующими выбор стандартных методов и порядок ликвидации ГНВП в конкретных ситуациях.

3.3. На основании требований настоящей Инструкции руководители соответствующих СП (ЦДНГ, УБС, ПТО) разрабатывают необходимую техническую документацию по обеспечению предупреждения возникновения ГНВП в конкретных условиях с учетом специфики проводимых работ: инструкции по видам работ, монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, должностные обязанности производственного персонала, устанавливаемый порядок проведения штатных операций, планы работ, ПМЛПА, и др.

3.4. Общество осуществляет оперативный производственный контроль по предупреждению ГНВП по всему циклу работ, связанных со строительством и эксплуатацией скважины.

3.5. В соответствии с [Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»](#) предприятия и организации нефтегазодобывающей промышленности обязаны заключать с профессиональными противofонтанными службами договоры на обслуживание или создавать (в случаях, предусмотренных законодательством) собственные профессиональные аварийно - спасательные службы (формирования).

3.6. Общество организует нештатные аварийно - спасательные формирования из числа своих работников, прошедших соответствующее обучение.

3.7. Объем и номенклатура профессиональных услуг по профилактике ГНВП устанавливаются договором, заключенным между Обществом и профессиональной противofонтанной службой (формированием).

4. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГНВП И СПОСОБЫ ИХ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ

4.1. ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

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

4.2. Технологические причины, зависящие от исполнителей работ:

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

При подъёме труб:

- за счёт несвоевременного долива скважины;
- подъём инструмента с сифоном
- превышение скорости подъёма с возникновением гидропоршневого эффекта.;
- большие значения СНС;

При спуске труб:

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

При креплении скважины:

- недолива жидкости в колонну при ее спуске (при наличии обратного клапана);
- гидропоршневого эффекта при спуске ОК;
- нарушение технологий приготовлений и закачки;
- неверные расчеты удельного веса цементного раствора и продавочной жидкости.

При остановках без промывки:

- разгазирование раствора в призабойной части;
- при установке жидкостных ванн с более низкой плотностью при ликвидации прихватов;

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.

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

4.3. Признаки ГНВП.

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

Прямые - появляются только в результате возникновения ГНВП.

Косвенные – могут появиться и по другим причинам.

4.4. При бурении (разбуривании) и других работах проводимых с промывкой.

Прямые признаки:

- увеличение уровня промывочной жидкости в приёмной ёмкости;
- усиление потока выходящей из скважины промывочной жидкости;
- повышение газосодержания в промывочной жидкости свыше 5% от фонового значения;

При появлении прямых признаков работа останавливается и устье герметизируется.

Косвенные признаки:

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

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

4.5. При подъёме труб из скважины.

Прямой признак:

- уменьшение объёма доливаемой в скважину жидкости по сравнению с расчётным объёмом.

При появлении этого признака и отсутствии перелива на устье скважины подъём труб останавливается и производится их спуск. При проведении спуска ведётся контроль не появится ли перелив на устье после остановки движения труб. Если появится перелив, то устье герметизируется, если нет, то трубы спускают до забоя и производят промывку скважины. При этом контролируют, не появятся ли признаки при работе с промывкой. Действия при их появлении изложены выше. После вымыва забойной «пачки» определяются причины возникновения ГНВП, ликвидируются, и после этого производится подъём труб. Если долили на 0,2 м³ (в строительстве 0,5 м³) меньше расчётного Правила безопасности требуют герметизацию устья скважины.

4.6. При спуске труб в скважину.

Прямой признак:

- увеличение объёма вытесняемой из скважины жидкости по сравнению с расчётным объёмом;

При появлении этого признака и отсутствие перелива на устье спуск продолжается, и поступают, как описано в п.3.5.

4.7. При остановках без промывки.

Прямой признак:

- наличие перелива на устье скважины или появление давления под плашками превентора, если устье загерметизировано.

При появлении перелива устье скважины должно быть загерметизировано. При росте давления на устье до допустимой величины [$P_{изк}$] (80 % от давления опрессовки эксплуатационной колонны) производится стравливание с контролем забойного давления и закачкой промывочной жидкости.

4.2. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

4.2.1. Несоответствие конструкции скважины фактическим горно - геологическим условиям.

4.2.2. Несоответствие прочностных характеристик установленного противовыбросового оборудования фактическим давлениям, возникающим в процессе ликвидации ГНВП.

4.2.3. Низкое качество монтажа противовыбросового оборудования, несоблюдение установленных условий его эксплуатации.

4.2.4. Отступления от проектной конструкции скважины, нарушение технических условий свинчивания обсадных труб (недопуск колонн до проектных отметок, негерметичность резьбовых соединений и т.п.).

4.2.5. Несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб. Срыв плашек превентора при расхаживании колонны труб.

4.2.6. Недостаточная дегазация раствора при возникновении ГНВП.

4.2.7. Несвоевременность обнаружения возникновения ГНВП.

4.2.8. Снижение прочности обсадной колонны в результате ее износа при спуско - подъемных операциях.

4.2.9. Недостаточная обученность производственного персонала, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений.

4.2.10. Низкая трудовая и производственная дисциплина.

4.2.11. Некачественное цементирование обсадных колонн.

4.2.12. Отсутствие в компоновке бурильной колонны шарового крана или обратного клапана.

4.2.13. Отсутствие противовыбросового оборудования.

5. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП

5.1. К работам на скважинах с возможным ГНВП допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» в специализированных учебных центрах (комбинатах), оснащенных специальными тренажерами и имеющих соответствующую лицензию Ростехнадзора России. Переподготовка этих кадров проводится через два года. При необходимости сроки переподготовки должны быть сокращены.

5.5. Производственные инструкции рабочих кадров, задействованных в бурении или ремонте нефтяных и газовых скважин, должны включать конкретные обязанности при возникновении ГНВП и открытых фонтанов.

5.2. Ежеквартально с работниками Подрядных организаций должен проводиться инструктаж по предупреждению возникновения ГНВП и ОФ в объеме согласно программе 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.

5.3. УТЗ «Выброс» разрабатывается Подрядной организацией план-график на год с учетом всех возможных аварийных ситуаций при ГНВП и ОФ. Проведение учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» является основной формой практического обучения рабочих бригад текущего, капитального ремонта, освоения, бурения, реконструкции и испытания скважин первоочередным действиям при ГНВП. Периодичность проведения учебных тревог по сигналу «Выброс» с каждой сменой бригады (дневной/ночной) не реже 2 раз в месяц, при бурении разведочных скважин – не реже 1 раза в неделю. Результаты проведения и оценка действий вахты по сигналу «Выброс» должны отражаться в Журнале учета учебно-тренировочных занятий в соответствии с Приложением 1 к [Инструкции АО «Востсибнефтегаз» «По проведению учебно-тренировочных занятий по планам локализации и ликвидации аварий» №ПЗ-05 И-75483 ЮЛ-107](#). При проведении учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» герметизация устья должна занимать не более 5 минут.

5.4. Каждый случай ГНВП должен быть тщательно расследован, обстоятельства, и причины его возникновения проработаны с членами бригад текущего, капитального ремонта, освоения, бурения, реконструкции и испытания скважин, работниками Общества.

5.6. 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 учебно-тренировочных занятий в соответствии с Приложением 1 к [Инструкции АО «Востсибнефтегаз» «По проведению учебно-тренировочных занятий по планам локализации и ликвидации аварий» №ПЗ-05 И-75483 ЮЛ-107](#).

5.7. Пуск в работу смонтированной установки и оборудования производится комиссией, состав и порядок работы которой устанавливается распорядительным документом, утвержденным Генеральным директором Общества.

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

Проверка объекта ПФС, допуск бригады к работе проводится только после полного монтажа ПВО. На момент проверки представителя ПФС присутствие механика Подрядной организации обязательно.

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

5.8. Работы по реконструкции, ремонту, освоению, техническому перевооружению, консервации и ликвидации скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем Подрядной организации. Работы по строительству скважин согласовываются с Заместителем генерального директора по бурению, по текущему и капитальному ремонту с Главным инженером Общества. Порядок разработки и условия согласования плана работ по текущему, капитальному ремонту и реконструкции скважин устанавливается пользователем недр (Обществом).

Отклонения от плана работ оформляются дополнительным планом работ в установленной форме.

5.9. 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.

5.10. Работы по реконструкции скважин должны проводиться по рабочему проекту, разработанному, согласованному и утвержденному в порядке, предусмотренном [Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности](#). Реконструкция скважин - комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин, связанный с изменением их конструкции (полная замена эксплуатационной колонны с изменением ее диаметра, толщины стенки, механических свойств). Работы по реконструкции скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем Подрядной организации и согласованным с Обществом и ПФС в соответствии с проектной документацией на реконструкцию фонда скважин месторождения, площади, куста. Перед разборкой устьевого 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, сбавить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов, промыть с целью выхода на поверхность газированной пачки раствора.

5.11. Разборка фонтанной елки с трубной головкой проводится после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня в ней. Работы связанные с демонтажем крестовины фонтанной арматуры, секций ОК, устьевых задвижек проводятся с обязательной герметизацией эксплуатационной колонны с спуском устьевого герметизатора (пакера) или установкой цементного моста и обязательным подтверждением герметичности на максимальное ожидаемое давление на устье, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

5.12. Проектная документация на реконструкцию скважины дополнительно к требованиям, предъявляемым к рабочим проектам на строительство скважин должна содержать согласно [Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности](#):

- 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.

5.13. Проект на реконструкцию скважины разрабатывается по заданию пользователя недр Общества) проектной организацией.

5.14. 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.

5.15. В плане работ должны быть указаны мероприятия по обеспечению безопасности работающих. При реконструкции и ремонте скважин на рабочей площадке должен проводиться контроль состояния газовой среды с регистрацией в журнале контроля.

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

Допускается ведение работ по освоению, ремонту и вводу в действие скважин с одновременным бурением на кусте и одновременная работа бригад по ремонту скважин. В

таких условиях каждый производитель работ должен немедленно оповестить остальных участников работ на кусте о возникновении на его участке нестандартной ситуации (например, признаки газонефтеводопроявлений, отклонение от технологического регламента). В таких случаях все работы на кусте приостанавливаются до устранения причин возникновения нестандартной ситуации.

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

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

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

5.19. Перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ. Плотность и количество раствора, цикличность глушения определяются Обществом и отражаются в плане работ.

5.20. Лица, не связанные с выполнением работ по ремонту, освоению, реконструкции, бурению скважины, допускаются на объект временно после инструктажа и разрешения мастера буровой или супервайзера, при наличии средств индивидуальной защиты и сопровождающего.

5.21. Необходимое противопожарное оборудование, СИЗ должно находиться на своих штатных местах, в исправном состоянии. Персонал должен быть обучен работе с ним и должен находиться всегда в готовности его использовать.

5.22. Проверку превенторов, (открытие/закрытие, давление в системе гидроуправления превентором, уровень масла, обогрев в зимнее время) выполнять ежемесячно с занесением результатом в журнал проверки противовыбросового оборудования.

5.23 .Скважины, в продукции которых содержится сероводород в количествах, превышающих предельно – допустимую концентрацию и создающих угрозу сульфидно-коррозионного растрескивания металла обсадных труб, оборудования и лифтовых колонн, должны быть заглушены жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода.

5.24. Монтаж ПВО проводится согласно инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования. При ТКРС, освоении, испытании схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается и утверждается организацией, выполняющей работы на скважине, согласовывается с противофонтанной службой, Обществом. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны.

5.25. При бурении скважин выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, БГ и БД осуществляется проектной организацией и согласовывается с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью), буровой организацией и Обществом. Утверждающая сторона пользователь недр.

5.26. 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. Ответственный за долив, бурильщик и первый помощник бурильщика.

При ТКРС, реконструкции, освоении и испытаний скважин долив проводится принудительно с помощью насоса или агрегата для промывки скважины через крестовину фонтанной арматуры, уровень поддерживается близким к устью.

5.27. 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.

5.28. При разнице между объемом доливаемого (вытесняемого) раствора и объемом металла поднятых (спущенных) труб более $0,2 \text{ м}^3$ (при строительстве $0,5 \text{ м}^3$) подъем (спуск) должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные оперативной частью ПМЛПА (действие вахты при ГНВП и ОФ). ПМЛПА разрабатывается Подрядной организацией, осуществляющего работы на скважинах и согласуется с противофонтанной службой.

5.29. Минимальный запас жидкости долива при производстве работ должен быть не менее $4,5 \text{ м}^3$.

При строительстве, реконструкции скважин доливная и приемная емкости должны быть оборудованы механическим уровнемером и электронным датчиком уровня жидкости для контроля ГТИ, а также автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в ней (для приемных емкостей на буровой) и иметь градуировку через каждые $0,5 \text{ м}^3$, при ТКРС, ЗБС механическим уровнемером с ценой деления по $0,2 \text{ м}^3$.

5.30. Скважины с избыточным давлением на устье должны исследоваться с применением транспортного лубрикаторного оборудования. Лубрикатор должен быть паспортизирован с актом гидравлическим испытаниям.

5.31. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между ведущей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. В случае использования верхнего привода автоматический шаровой кран, с возможностью ручного управления, должен включаться в его состав.

6. КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП

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 $100 \text{ м}^3/\text{т}$;
- водонагнетательные скважины на участке водогазового воздействия;
- все скважины с отсутствием циркуляции;
- разведочные скважины;
- нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
- нефтяные и нагнетательные скважины, в которых пластовое давление выше гидростатического более чем на 10 %.

II категория:

- нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10 % и газовый фактор менее $100 \text{ м}^3/\text{т}$;
- 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.

7. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ

7.1. 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.

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

- план работы на ремонт скважины (утвержденный техническим руководителем предприятия и согласован с Обществом и противофонтанной службой) с указанием ожидаемых изменений категории скважины с точки зрения возможности ГНВП и его интенсивности (согласование плана работ с ПФС только для ТКРС, ЗБС, освоение и испытание);
- проект на строительство скважины, групповой рабочий проект (строительство скважин);
- паспорт на ПВО (колонную головку, шаровые краны, обратные клапана, надпревенторную катушку, переходную и дистанционную катушку, крестовину, превентора, манифольд и его элементы, БД, БГ, (задвижки, в том числе гидравлические, дроссель), пульт управления превенторами);
- паспорт и акт опрессовки на нулевой патрубок (строительство скважин);
- схему фактического монтажа ПВО с указанием на ней габаритных и присоединительных размеров;
- типовую схему монтажа ПВО для 1, 2, 3 категории опасности скважин, а так же строительства, реконструкции скважин;
- акт опрессовки ПВО (трубными и глухими плашками) на стенде;
- ведомость на смонтированное ПВО;
- акт опрессовки ПВО на устье на возможно ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны;
- настоящую Инструкцию с ознакомлением бригады под роспись;
- инструкцию по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования с ознакомлением бригады под роспись;
- журнал учета учебно-тренировочных занятий;
- журнал проведения инструктажей;
- журнал ежесменной проверки ПВО;
- сертификат на крепежные детали (шпильки);
- акт приема-передачи скважины;
- акт готовности скважины к ремонту (пусковой акт);

- акт на глушение скважины (если предусмотрено планом работ);
- ПМЛПА (оперативная часть, вывешенная в доступном персоналу месте) с ознакомлением персонала Подрядной организации под роспись;
- паспорт на гидравлическое масло;
- сведения о наработке шарового крана, обратного клапана;
- копии заключений экспертизы промышленной безопасности на ПВО (в случаях истечения сроков нормативной эксплуатации);
- документы по прохождению ПВО дефектоскопии;
- телефоны экстренных служб (противофонтанная служба, пожарная охрана и т.д.);
- расчетная таблица долива скважины;
- акт опрессовки сбросовых линий после монтажа на скважине;
- акт опрессовки линии от блока дросселирования до сепаратора.

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.

7.3. На смонтированное ПВО составляется ведомость, в которой указываются:

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

- тип установленных задвижек;
- давление опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной;
- размеры плашек, установленных в превенторах;
- размеры надпревенторной и переходных катушек;
- присоединительные размеры фланцев.

Ведомость хранится в бригаде на время проведения работ на скважине.

7.4. После монтажа на устье ПВО, для получения разрешения на производство работ, вызывается представитель противофонтанной службы для проверки качества его монтажа, проведения опрессовки, готовности бригады к производству работ по скважине и выдачи разрешения на производство работ.

7.5. Опрессовка межколонного пространства проводится на этапе бурения скважин водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см^2 (0,5 МПа).

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

Присутствие представителя Общества и представителя противофонтанной службы обязательно. По результатам опрессовки составляется акт.

8. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

8.1. 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 газонефтеводопроявлений.

8.2. 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 коагуляцию пор пласта твердыми частицами;
- фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH 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 морозостойчивой 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;

8.3. 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 гидротестирование нагнетательной линии давления, превышающего ожидаемое в 1,5 раза. Нагнетательную линию оборудуют обратным клапаном.

8.4. 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 противодействия 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 газонефтеводопроявления, 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 ВУС. При интенсивном поглощении используют нефтеводокислоторастворимые наполнители - кольмананты с последующим восстановлением проницаемости ПЗП.

9. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И РАБОЧИЕ ЖИДКОСТИ

9.1. 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.

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

9.3. 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.

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

9.5. По совместному решению проектировщика, Общества и Подрядной организации допускаются отклонения от требований [п.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 газонефтеводопроявлений. План должен быть согласован с противофонтанной службой;
- при проектировании и строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).

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

9.7. 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.

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

9.9. При применении технологических растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и др.) должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности

должны проводиться замеры воздушной среды на устье скважины, в месте приготовления раствора, а при появлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.

9.10. При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м^3 работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

10. КОНТРОЛЬ ЗА ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ГНВП

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

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

10.2. 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, утвержденным Планом работ (проектом), скорости подъема труб;
- контроль за соответствием фактического объема доливаемой жидкости расчетному, производится согласно таблицы долива.
- при уменьшении фактического объема доливаемой жидкости по сравнению с расчетной, более 0,2 м³ (при строительстве 0,5 м³), подъем труб останавливается;
- если при остановке подъема труб наблюдается перелив раствора из скважины - устье герметизируется.

10.3. При проведении спуска труб:

- скорость спуска труб не должна превышать, регламентируемую согласно Плана работ (проекта);
- контроль за соответствием фактического объема, вытесненного из скважины раствора расчетному, должен производиться согласно расчетной таблицы долива скважины.
- при разнице между объемом вытесняемого раствора и объемом металла спущенных труб более 0,2 м³ (при строительстве 0,5 м³), спуск должен быть прекращен и приняты меры по герметизации 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 вымыв флюида с поддержанием забойного давления, превышающем пластовое;

- 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.

10.4. 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 удастся, 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 противофонтанной службы.

10.5. Обязательным условием проведения геофизических работ (прострелочных и взрывных работ) на каротажном кабеле является наличие у геофизической партии специальных средств для безопасной рубки кабеля.

10.6. Подрядной организацией, выполняющей работы на скважине, должны быть назначены лица ответственные за долив скважины (под роспись).

11. ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ ПРИ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНАХ

Таблица 1
Общие действия вахты при ГНВП и открытых фонтанах

ВИД АВАРИИ	ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ
1	2
1. ГНВП при бурении или промывке скважины.	1. Подается сигнал тревоги «Выброс».
	2. Поднимается инструмент до выхода муфты трубы на 1 метр выше ротора, фиксируется тормоз буровой лебедки.
	3. Останавливаются буровые насосы. Прекращается промывка.
	4. Открывается задвижка на линию дросселирования.
	5. Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС
	6. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику.
	7. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывается плашечный превентор с трубными плашками).
	8. Закрывается плашечный превентор с трубными плашками при ТКРС.
	9. Проводится фиксация плашек превентора.
	10. Закрывается гидравлический шаровой кран СВП.
	11. Закрывается шаровой кран при ТКРС.
	12. Закрывается задвижку перед регулируемым дросселем.
	13. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР).
	14. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра.
	15. Визуальный контроль за скважиной.
2. ГНВП при спускоподъемных операциях.	1. Подается сигнал тревоги «Выброс».
	2. Прекращаются спускоподъемные операции, фиксируется тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на 1 метр выше ротора.
	3. Наворачивается аварийный шаровой кран.
	4. Наворачивается запорная компоновка при ТКРС.
	5. Открывается задвижка на линии дросселирования.
	6. Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС.
	7. Контролируется открытие задвижки и сообщает бурильщику.
	8. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывается плашечный превентор с трубными плашками).
	9. Закрывается плашечный превентор с трубными плашками при ТКРС.
	Проводится фиксация плашек превентора.
	10. Закрывается шаровой кран.
	11. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем.
	12. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР).
	13. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра.
	14. Визуальный контроль за скважиной.
3. ГНВП при спуске обсадной колонны (хвостовика). Для бригад бурения	1. Подается сигнал тревоги «Выброс».
	2. Прекращается спуск обсадной колонны.
	3. Наворачивается аварийная бурильная труба с переводником и шаровым краном на последнюю обсадную трубу.
	4. Спускается обсадная колонна с наверху аварийной бурильной трубой в скважину и фиксируется тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на 1 метр выше ротора.
	5. Открывается гидрозадвижка на линии дросселирования.

	6. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику.
	7. Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывается плащечный превентор с трубными плашками)
	Проводится фиксация плашек превентора.
	8. Закрывается шаровой кран на аварийной трубе.
	9. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем.
	10. Сообщает о случившемся мастеру (ответственному ИТР).
	15. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра.
4. ГНВП при отсутствии в скважине бурильных (обсадных) труб.	16. Визуальный контроль за скважиной.
	1. Подается сигнал тревоги «Выброс».
	2. Спускается инструмент на максимально возможную глубину оставив муфту трубы на 1 м выше ротора, фиксируется тормоз буровой лебедки, не допуская интенсивного вытеснения бурового раствора из скважины. При интенсивном вытеснении бурового раствора из скважины спуск бурильного инструмента не проводить.
	3. Наворачивается аварийный шаровый кран. Наворачивается запорная компоновка при ТКРС.
	4. Открывается гидрозадвижка на линии дросселирования.
	5. Контролируется открытие задвижки и сообщается бурильщику
	6. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывает плащечный превентор с трубными плашками).
	7. Закрывается плащечный превентор с трубными плашками при ТКРС.
	8. Закрывается превентор с глухими плашками. При отсутствии бурильного инструмента в скважине.
	9. Проводится фиксация плашек превентора.
	10. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем.
	11. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР)
	12. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра.
	13. Визуальный контроль за скважиной.
5. ГНВП при проведении геофизических работ.	1. Подается сигнал тревоги «Выброс».
	2. Поднимается из скважины геофизический прибор или перфоратор.
	3. При невозможности поднять геофизический прибор или перфоратор, производится рубка кабеля.
	4. Открывается задвижка на линии дросселирования. Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС.
	5. Контролирует открытие задвижки и сообщает бурильщику
	6. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывает плащечный превентор с трубными плашками).
	7. Закрывается плащечный превентор с трубными плашками при ТКРС
	8. Закрывается превентор с глухими плашками. При отсутствии бурильного инструмента в скважине.
	9. Проводится фиксация плашек превентора.
	10. Закрывается задвижка перед регулируемым дросселем.
	11. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР).
	12. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра.
	13. Визуальный контроль за скважиной
6. Возникновение ГНВП в случае прихвата (заклинки) бурильного инструмента при бурении.	1. Подается сигнал тревоги «Выброс».
	2. Останавливается циркуляция.
	3. Отворачивается бурильный инструмент, по возможности, как можно ближе к зоне прихвата.
	4. По возможности поднимается инструмент до выхода муфты бурильной трубы выше стола ротора на 1м, обеспечить выход трубы из гидравлического плащечного

	привентора, фиксируется тормоз буровой лебедки.
	5.Открывается задвижка на линии дросселирования. 6.Закрывается задвижка на линию глушения при ТКРС.
	7.Проверяется свободный проход флюида на сепаратор (дегазатор).
	8.Закрывается кольцевой (универсальный) превентор (при наличии пропусков закрывает плашечный превентор с трубными плашками). 9.Закрывается плашечный превентор с трубными плашками при ТКРС.
	10. Проводится фиксация плашек превентора.
	11. На блоке дросселирования закрывается задвижка перед регулируемым дросселем.
	12. Устанавливается наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования, через каждые 10 минут снимается показание манометра.
	13. Закрывается гидравлический шаровой кран СВП.
	14. Сообщается о случившемся мастеру (ответственному ИТР)
	15. После стабилизации давления на устье скважины приступают к управлению скважиной одним из стандартных методов ликвидации ГНВП.

12. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ОРГАНИЗАЦИЮ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП

12.1. Ответственность за организацию и обеспечение безопасного проведения работ по предупреждению ГНВП на эксплуатируемом фонде скважин в целом по Обществу возлагается на Главного инженера Общества.

13.2. Ответственность за организацию безопасного проведения работ по предупреждению ГНВП в СП (цехе, производстве, установке) несет начальник СП (цеха, производства, установки).

13.3. Ответственность за организацию и обеспечение безопасного проведения работ по предупреждению ГНВП при строительстве возлагается на УБС, а при ремонте скважин на ПТО.

13.4. Ответственность Подрядной организации за организацию и обеспечение безопасного проведения работ по предупреждению ГНВП при строительстве и ремонте скважин определяется условиями соответствующего договора.

13. ССЫЛКИ

1. [Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».](#)
2. [Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».](#)
3. [Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98. \(утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 31.12.1998 №80\).](#)
4. Политика Компании в области промышленной безопасности и охраны труда №ПЗ-05.01 П-01 версия 1.00, введенная в действие приказом ПАО «Востсибнефтегаз» от 01.02.2016 №76.
5. Положение Компании «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин» №ПЗ-05 С-0257 версия 1.00, введенное приказом ОАО «Востсибнефтегаз» от 15.01.2015 №5.
6. Стандарт Компании «Интегрированная система управления в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» № П4-05 С-009 версия 2.00, введенный в действие приказом ОАО «Востсибнефтегаз» от 18.08.2008 № 124.
7. Инструкция АО «Востсибнефтегаз» «По проведению учебно-тренировочных занятий по планам локализации и ликвидации аварий» № ПЗ-05 И-75483 ЮЛ-107 версия 1.00, введенная в действие приказом ОАО «Востсибнефтегаз» от 05.03.2014 №137.
8. ISO 14001:2004 «Environmental management systems - Requirements with guidance for use».
9. OHSAS 18001:2007 «Occupational health and safety management systems – Requirements».

14. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА

Таблица 2
Перечень изменений Инструкции АО «Востсибнефтегаз»

ВЕРСИЯ	ВИД И НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	НОМЕР ДОКУМЕНТА	ДАТА УТВЕРЖДЕНИЯ	ДАТА ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ	РЕКВИЗИТЫ РД
1	2	3	4	5	6
1.00	Инструкция ПАО «Востсибнефтегаз» «По предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин	№П1-01.05 И-0002 ЮЛ-107	22.03.2010	22.03.2010	Приказ ОАО «Востсибнефтегаз» от 22.03.2010 №105
2.00	Инструкция ПАО «Востсибнефтегаз» «По предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин	№П1-01.05 И-1130 ЮЛ-107	11.11.2014	11.11.2014	Приказ ОАО «Востсибнефтегаз» от 11.11.2014 №643