



П Р И К А З

«28» апреля 2021

№ 131

Об утверждении Инструкции по предупреждению ГНВП, открытых фонтанов при бурении, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, проведении исследований, ликвидации и эксплуатации скважин (версия 2)

В целях установления единых требований по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при ведении работ по бурению, реконструкции, ремонту, освоению, испытанию, проведению исследований, ликвидации, эксплуатации скважин, на объектах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», а также соблюдения требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

п р и к а з ы в а ю :

1. Утвердить и ввести в действие «Инструкцию по предупреждению ГНВП, открытых фонтанов при бурении, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, проведении исследований, ликвидации и эксплуатации скважин (версия 2)» (далее – Инструкция) согласно Приложению 1 к настоящему приказу.

2. Структурным подразделениям ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», задействованным в проектировании, бурении, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, промыслово-геофизических исследованиях, техническом перевооружении, консервации и ликвидации, эксплуатации скважин, в том числе при работах по кислотному гидроразрыву пласта, принять к исполнению требования Инструкции.

3. В соответствии с пунктом 1.4 Соглашения в области ПБ, ОТ и ООС кураторам договоров в срок до 30.05.2021 обеспечить передачу Инструкции контрагентам официальным письмом с подписанием акта приема-передачи по установленной форме (Приложение 2 к настоящему приказу).

4. Признать утратившим силу приказ № 82 от 23.03.2017.

5. Начальнику Управления делами (О.В. Гудков) в течение 3-х дней с даты издания приказа обеспечить ознакомление работников ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» через систему электронного документооборота с настоящим приказом.

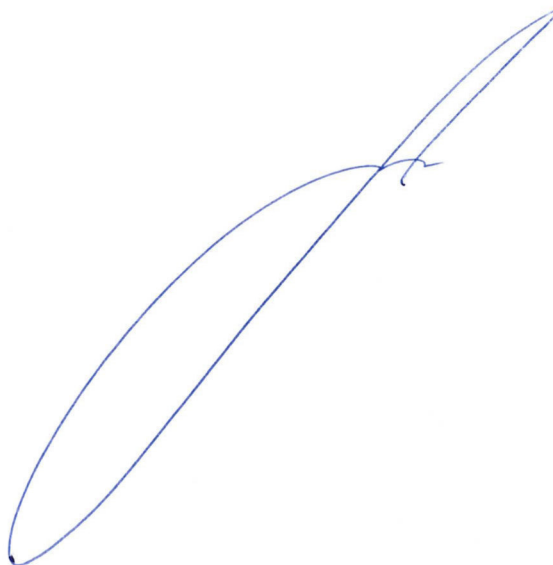
6. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на главного инженера.

Приложение: 1. Инструкция на 50 л. в 1 экз.

2. Шаблон письма контрагентам и акта приема-передачи на 2 л. в 1 экз.

Генеральный директор

И.Н. Сидоров

A large, stylized handwritten signature in blue ink, consisting of a large loop and a long, sweeping stroke.

« 27 » 0

В. В. Корчак

2021 год



Приказом от «28» 04 2021 г. № 131

« 27 » 0 2021 год

ВЕРСИЯ 2.00

г. Москва
2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	4
ЦЕЛИ.....	4
ЗАДАЧИ	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ	3
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	8
3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	9
4. ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП.....	10
5. КАТЕГОРИИ СКВАЖИН ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП.....	12
6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И РАННЕМУ ОБНАРУЖЕНИЮ ГНВП.....	13
7. ПРИЧИНЫ ПЕРЕХОДА ГНВП В ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН	14
8. СТАДИИ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ.....	14
9. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ.....	15
10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ	26
10.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ БУРЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	26
10.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ ВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ И РЕМОНТУ СКВАЖИН.....	30
10.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ ВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ И ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ.....	33
10.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	34
11. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ	35
12. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ	36
13. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И РАБОЧИЕ ЖИДКОСТИ.....	38
14. КОНТРОЛЬ ЗА ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ГНВП.....	39
15. ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ ПРИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯХ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНАХ.....	41

16. ССЫЛКИ.....	41
17. ПРИЛОЖЕНИЯ	42

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

Инструкция ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» по предупреждению ГНВП, открытых фонтанов при бурении, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, проведении исследований, ликвидации и эксплуатации скважин» (далее – Инструкция), устанавливает единые требования по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов при ведении работ по бурению, реконструкции, ремонту, освоению, испытанию, проведению исследований, ликвидации, эксплуатации скважин на объектах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

Инструкция разработана в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.

ЦЕЛИ

Настоящая Инструкция разработана с целью организации работы по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов, повышения безопасности и противоаварийной устойчивости объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

ЗАДАЧИ

Инструкция устанавливает единые требования по противофонтанной безопасности к подразделениям и организациям, выполняющим работы на скважинах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящая Инструкция обязательна для исполнения работниками структурных подразделений ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» и Подрядными организациями, задействованными в процессах по проектированию, бурению, реконструкции, ремонте, освоении, испытании, промыслово-геофизических исследований, технического перевооружения, консервации и ликвидации, эксплуатации скважин, в том числе при работах по кислотному гидроразрыву пласта на объектах Общества.

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

Структурные подразделения ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» при оформлении договоров с подрядными организациями, осуществляющими работы на скважинах, обязаны включать в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядной организацией настоящей Инструкции.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Настоящая Инструкция является локальным нормативным документом постоянного действия.

Инструкция утверждается и вводится в действие приказом ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

Инструкция признаётся утратившим силу в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» на основании приказа ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ – добыча Харьяга».

Изменения в Инструкцию вносятся приказом ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Указанные изменения и дополнения становятся обязательными для исполнения:

- работниками Общества после их утверждения Генеральным директором;
- для Подрядной организации и его работников с момента получения Подрядной организацией уведомления о внесенных изменениях.

Инициаторами внесения изменений в Инструкцию являются Управление промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, а также иные структурные подразделения по согласованию с Управлением ПБ, ОТ и ОС ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

Организационные-распорядительные документы и локальные нормативные акты, издаваемые Обществом и Подрядной организацией, относящиеся к работам (услугам), на которые распространяется настоящая Инструкция, не должны противоречить настоящей Инструкции.

Изменения в Инструкцию вносятся в случаях изменения законодательства РФ в области противофонтанной безопасности, изменения организационной структуры или полномочий руководителей и т.п.

Ответственность за поддержание настоящей Инструкции в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» в актуальном состоянии возлагается на начальника Управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Контроль за исполнением требований настоящей Инструкции возлагается на главного инженера.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЕ - поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смеси) в ствол скважины при Строительстве скважины, и проведении внутрискважинных работ, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

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

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

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

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП) – технология ремонта, освоения, повышения нефтеотдачи скважин с использованием заполнения, созданных высоким давлением, трещин, в призабойной зоне, материалом, улучшающим коллекторские свойства продуктивного пласта.

ЗАКАЗЧИК – Общество с ограниченной ответственностью «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-Добыча-Харьяга»

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

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

ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН - это неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, не герметичности, разрушения противовыбросового оборудования или вследствие грифонообразований.

ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД – газ, нефть, газоконденсат, минерализованная пластовая вода, а также их смеси, содержащиеся в трещинах, порах и пустотах горных пород: совокупность подвижных фаз пласта.

ПРЕДСТАВИТЕЛЬ ЗАКАЗЧИКА – работник Общества, осуществляющий контроль процесса строительства, восстановления и ремонта скважин.

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

ПРОТИВОФОНТАННЫЕ ВОЕНИЗИРОВАННЫЕ СЛУЖБЫ (ЧАСТИ) ПФС (ПФВЧ) – силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ведении Минэнерго России, в ведении субъектов Российской Федерации, ведомственные военизированные части, другие профессиональные аварийно-спасательные

формирования по профилактике, предупреждению и/или ликвидации ГНВП и открытых фонтанов.

ПРОТИВОФОНТАННАЯ СЛУЖБА – организация, осуществляющая контроль требований и профилактику оборудования, задействованного в предотвращении ГНВП, и ликвидации аварий

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ (ПВО) – совокупность составных узлов ПВО, предназначенных для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта при возникновении ГНВП и проведении работ по их ликвидации, охраны недр и окружающей среды.

ПОДРЯДЧИК – физическое или юридическое лицо, зарегистрированное в России или за ее пределами, которое в соответствии с договором выполняет по заданию Заказчика определенную работу за вознаграждение и сдает ее результат Заказчику.

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

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

2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БГ - блок глушения;

БД - блок дросселирования;

ВНД - Внутренний нормативный документ;

ГТИ -Геолого-технические исследования

ГНВП - газонефтеводопроявление;

ГИРС - геофизические исследования и работы в скважинах;

ГРП - гидроразрыв пласта;

ЕНВ – единые нормы времени;

ЗБС – Зарезка бокового ствола скважины;

ИТР - инженерно-технический работник.

НКТ - насосно-компрессорные трубы;

ОФ - открытый фонтан;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ПВР - прострелочно-взрывные работы;

ПГА - пневмогидроаккумулятор;

ПЛА - план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;

ПФС - противofонтанная служба;

РММ - ремонтно-механическая мастерская;

РОСТЕХНАДЗОР - Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору;

СВП - силовой верхний привод;

СИЗОД - Средства индивидуальной защиты органов дыхания;

СПО - спускоподъемные операции;

СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ - структурное подразделение ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своей компетенции, определенной Положением о структурном подразделении.

ТКРС - текущий капитальный ремонт скважин;

УТЗ - учебно-тренировочное занятие;

ЭЦН - электрический центробежный насос;

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

Интенсивность ГНВП зависит от:

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

Возможные последствия ОФ:

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

Работникам, ведущим и планирующим работы на скважинах необходимо четко знать:

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

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

4. ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП

4.1. Технологические причины ГНВП, 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;
- за счёт повышенного поршневания при высокой вязкости или завышенной скорости подъёма, или подъёма с сифоном, или затяжками.

При спуске труб:

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

При остановках без промывки:

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

4.2. Признаки ГНВП.

Прямые - появляются только в результате возникновения ГНВП.

Косвенные – могут появиться и по другим причинам.

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

Прямые признаки:

- увеличение уровня промывочной жидкости в приёмной ёмкости при бурении на 0.5 м^3
- усиление потока выходящей из скважины промывочной жидкости при постоянной подаче буровых насосов
- повышение газосодержания в промывочной жидкости свыше 5 % от фонового значения и снижение плотности.
- перелив скважины при остановленных насосах.
- уменьшение более на $0,5 \text{ м}^3$ по сравнению с расчётным, объёма бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство скважины при подъёме инструмента

При появлении прямых признаков работа останавливается и устье герметизируется.

Косвенные признаки:

- снижение давления на буровых насосах на 5-10 атм;
- изменение параметров промывочной жидкости (плотности, вязкости, содержание газа);
- увеличение механической скорости проходки (при бурении);

- увеличение крутящего момента на роторе (при бурении);
- поглощение бурового раствора.

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

4.4. 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 в нефтяной и газовой промышленности требуют герметизацию устья скважины.

4.5. 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.4.4.

4.6. 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) необходимо стравливать давление через линию дросселирования плавно приоткрывая дроссель. Стравливание производят с интенсивностью 3-4 кгс/см² в минуту, посредством манипуляции дросселем.

4.7. При возникновении ГНВП оперативную информацию необходимо передавать в соответствии со схемой оперативного оповещения, указанной в Приложении 5.

5. 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-х метров, а также находящиеся от внешнего контура газонефтяного контакта на расстоянии 500 метров и ближе;
- нефтяные скважины с газовым фактором, превышающим 100 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 100 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.).

6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И РАННЕМУ ОБНАРУЖЕНИЮ ГНВП

6.1. До спуска-подъемных операций организация, проводящая работы на скважине должна:

- согласно утвержденной программы инструктажей, 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 главного специалиста службы бурения скважин или службы ремонта скважин. При невозможности проведения инструктажа в присутствии главных специалистов, подрядчик информирует их с помощью средств связи.
- выровнять параметры промывочной жидкости согласно плана работ (удельная плотность);
- при возможности провести циркуляцию скважинной жидкости не менее одного цикла до получения выхода чистого раствора с затрубного пространства;
- в процессе бурения и ЗБС проводить постоянный контроль содержание газа в растворе;
- убедиться в исправности оборудования для долива (вытеснения) раствора, а также уровнемера на емкости;
- убедиться, что скважина заполнена промывочной жидкостью и уровень остается стабильным (наблюдение не менее 10 мин), при ТКРС со статическим уровнем ниже устья по возможности.
- при комбинированной колонне труб иметь специальную опрессованную стальную трубу с навёрнутым шаровым краном (в открытом положении) и навёрнутым переводником под спускаемый инструмент.

6.2. Во время СПО организация, проводящая работы на скважине должна:

- производить постоянный долив скважины;
- через 10 труб производить контроль доливаемой (вытесняемой) жидкости и сравнить его с расчетным;
- подъем (спуск) труб не должен производиться на скоростях, превышающих установленные заданием.
- Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При невозможности устранить сифон (зашламованность турбобура, долота, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемых объемов металла труб, жидкости и доливаемого в скважину раствора, но не более 0,25 м/с.
- при подъёме с затяжками восстанавливается промывка (расхаживается колонна).

6.3. При бурении или промывке организация, проводящая работы на скважине должна:

- контролировать уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
- контролировать давление на насосах и их производительность;
- контролировать расходы на входе и выходе из скважины;
- контролировать параметры промывочной жидкости;
- контролировать газосодержание в промывочной жидкости;
- при перекачке промывочной жидкости между емкостями – остановить бурение и произвести контроль нового уровня раствора в приемной емкости;

- не допускать снижение плотности раствора при обработке его химическими реагентами более чем на $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$.

7. ПРИЧИНЫ ПЕРЕХОДА ГНВП В ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН

- 7.1. Недостаточная обученность персонала буровых бригад и специалистов приемам и методам предупреждения и ликвидации ГНВП.
- 7.2. Несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям бурения, ТКРС и требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- 7.3. Некачественное цементирование обсадных колонн.
- 7.4. Отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины.
- 7.5. Неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования.
- 7.6. Отсутствие устройств для перекрытия канала бурильной или обсадной колонны.
- 7.7. Несвоевременная герметизация устья скважины.
- 7.8. Нарушение правил герметизации устья скважины.
- 7.9. Нарушение уплотнений превенторов при расхаживании труб и закрытом ПВО.
- 7.10. Несвоевременность обнаружения возникновения ГНВП.
- 7.11. Несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб.
- 7.12. Неправильные и беспорядочные действия вахты по герметизации устья скважины при возникновении ГНВП.

8. СТАДИИ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ

- 8.1. Рабочие проекты на строительство скважины, инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, планы работ, планы ликвидации аварий и другие нормативно-технические документы, связанные с возможностью ГНВП, должны включать четкие, надежные решения по их предупреждению.
- 8.2. Производитель работ ведет контроль за скважиной, который должен включать три стадии (линии) защиты:
 - первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;
 - вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;
 - третья линия защиты (защита от открытого фонтана) – ликвидация ГНВП стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты, производственная дисциплина.

9. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

- 9.1. К работам по скважине допускается специализированная бригада сервисной организации, отвечающая требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

9.2. Ежеквартально с сотрудниками подрядных организаций должен проводиться инструктаж по предупреждению возникновения ГНВП и ОФ в объеме утвержденной программы. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с оформлением в журнале инструктажей.

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

В связи с этим на проведение учебно-тренировочных занятий «Выброс» разрабатывается предприятием сервисной организации план-график на год с учетом всех возможных аварийных ситуаций при ГНВП и ОФ.

9.4. 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 и испытании разведочных скважин – не реже 1 раза в неделю. Результаты проведения и оценка действий вахты должны отражаться в Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» (согласно приложения 1). Ответственным за их проведение является мастер бригады.

9.5. Каждый случай ГНВП должен быть тщательно расследован Заказчиком, обстоятельства, и причины его возникновения проработаны с членами бригад текущего, капитального ремонта, освоения, бурения, реконструкции и испытания скважин, специалистами предприятия.

9.6. Руководители и специалисты Заказчика при посещении объектов бурения, реконструкции, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин обязаны проводить контрольные учебные тревоги по сигналу «Выброс» с последующим разбором и оценкой действий вахты. Результаты проведения и оценка действий вахты должны отражаться в Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» ([приложения 1](#)).

9.7. Пуск в работу смонтированной буровой установки и бригадного оборудования производится комиссией, состав и порядок работы которой устанавливается документом, утвержденным техническим руководителем организации подрядчика. Представитель Заказчика участвует в работе комиссии.

При отсутствии нарушений действующих правил и норм (стандартов) членами комиссии подписывается акт. Дается разрешение на проведение работ.

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

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

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

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

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

9.9. 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.

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

- № скважины,
- площадь;
- вид ремонта;
- категория скважины;
- конструкция скважины с указанием наличия цементного кольца за колоннами,
- продуктивный горизонт;
- глубина искусственного забоя;
- интервал перфорации, эффективная мощность;
- пластовые давление, дата замера; (давностью не более 3 месяцев);
- давление опрессовки э/колонны;
- кривизна скважины;
- тип фонтанной арматуры,
- колонной головки,
- наличие м/колонных проявлений (замер),
- тип применяемого ПВО;
- диаметры и глубины спуска лифтовых труб;
- оборудование низа лифтовой колонны;
- способ эксплуатации;
- технологические операции, выполняемые по скважине;
- нормативное время на выполнение каждой из технологических операций и общее время на весь цикл ремонта скважины;

(Отнормированное службами Подрядчика на основании ЕНВ Заказчика, и в соответствии с планом работ на ремонт скважины, наряд-задание с указанием времени на каждую технологическую операцию).

- режимы и параметры технологических операций;
- Жидкость глушения в скважине с указанием параметров
- режим эксплуатации до ремонта,
- дебит скважины до ремонта, газовый фактор;
- максимально ожидаемое давление на устье;
- планируемый дебит скважины после ремонта;
- краткие сведения по предыдущим ремонтам;
- диаметр канавки под уплотнительное кольцо верхнего фланца крестовины фонтанной арматуры;
- мероприятия по предотвращению аварий (ГНВП и т.п.), инцидентов и осложнений;
- схема обвязки устья скважины и тип применяемого противовыбросового оборудования;
- объем запаса раствора и условия его доставки;

При ведении работ, связанных с проводкой боковых стволов скважины, в планы работ должны дополнительно включать:

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

9.11. 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 организации подрядчика и согласованным с заказчиком 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, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов, промыть с целью выхода на поверхность газированной пачки раствора.

9.12. 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 ОКК, устьевых задвижек проводятся с обязательной герметизацией эксплуатационной колонны с спуском устьевого герметизатора (пакера) или установкой цементного моста и обязательным

подтверждением герметичности на максимальное ожидаемое давление на устье, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

9.13. 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.

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

9.15. 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.

9.16. В плане работ должны быть указаны мероприятия по обеспечению безопасности работающих. При реконструкции и ремонте скважин на рабочей площадке должен проводиться контроль состояния газовоздушной 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.

9.17. 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. Все одновременные работы должны выполняться в соответствии с корпоративным стандартом «Об организации безопасного производства работ на объектах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» утвержденным Приказом от 17.11.2016 №215.

9.18. 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.

9.19. 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.

9.20. 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.

9.21. Расположение агрегатов, оборудования, вспомогательных объектов на территории ремонтируемой скважины и ее размеры должны соответствовать типовой схеме, утвержденной техническим руководителем пользователя недр (заказчика), с учетом схем расположения подземных и наземных коммуникаций. Схема расположения подземных и наземных коммуникаций должна утверждаться маркшейдерской службой организации-заказчика и выдаваться бригаде не менее чем за трое суток до начала производства работ.

9.22. Перед началом работ по скважине бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, (ПЛА), с настоящей инструкцией и планом работ.

9.23. ПЛА должен быть согласован с противоблужетной службой (противоблужетной военизированной частью).

9.24. При обнаружении ГНВП устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА на объектах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ – добыча Харьяга», которым должна быть обеспечена каждая бригада. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

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

9.26. 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.

9.27. Перед началом работ скважина должна быть заглушена с учетом работы соседних скважин поддержания пластового давления в порядке, установленном планом работ на ремонт скважины и в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Инструкцией по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98. Правилами ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97, с составлением акта.

В целях предупреждения ГНВП и ОФ перед глушением или разрядкой скважины необходимо обеспечить:

- Установить дублирующую задвижку в компоновку арматуры;
- Исключить применение гибких шлангов в качестве выкидных линий;
- Обеспечить установку дроссельного блока на линию стравливания;
- Обеспечить надежное крепление выкидной линии для разрядки скважины и ее опрессовку совместно с дроссельным блоком;
- Не допускать регулирование потока флюида из скважины, поступающего во время ее разрядки, с помощью запорной арматуры, задвижками, шаровыми кранами, не предназначенных для этих целей;
- Запретить работы по ТКРС без предварительного глушения скважины;
- Обеспечить надежный контроль давления в за-трубном, трубном пространстве после глушения.

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

После длительных (четыре часов) простоев по различным причинам в процессе проведения внутрискважинных работ необходимо перед возобновлением работ выполнить контрольную промывку скважины. В случае низкого гидростатического давления в скважине необходимо обеспечить постоянный долив скважины жидкостью глушения с контролем уровня жидкости и обеспечением безопасного уровня.

9.29. Проверку превенторов, (открытие/закрытие, давление в системе гидроуправления превентором, уровень масла, обогрев в зимнее время) выполнять ежемесячно с занесением результатов в журнал ежемесячного осмотра бригадного оборудования.

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

9.31. 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.

9.32. При проведении работ на скважине с возможным ГНВП, устье на период ее строительства, ремонта и освоения должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием.

Монтаж ПВО проводится согласно инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования. Инструкция разрабатывается предприятием, выполняющим работы на скважине, согласовывается с противофонтанной службой. Инструкция должна пересматриваться раз в три года.

При ТКРС, освоении, испытании схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается и утверждается организацией, выполняющей работы на скважине, согласовывается с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью) и Заказчиком. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны. Не допускать послабления крепежа во фланцевых соединениях.

Для ТКРС при разбурировании оснастки хвостовика, бурении, райбировании, фрезеровании, прострелочно-взрывных работ на трубах, работе на газовых скважинах и срыве пакера обеспечить соответствие плашек превенторов, установленных на устье, диаметру применяемых труб в скважине.

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 Заказчиком. Утверждающая сторона пользователь недр.

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

При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины не загерметизированным

9.34. 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. Технические критерии к системам контроля и осуществления долива скважин при строительстве скважин и зарезке боковых стволов (приложение 3).

При ТКРС, реконструкции, освоении и испытаний скважин долив проводится принудительно или самотёком с помощью насоса или агрегата для промывки скважины через крестовину фонтанной арматуры, уровень поддерживается близким к устью. Технические критерии к системам осуществления долива скважин при текущем, капитальном ремонте и освоении (приложение 4).

9.35. 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.

9.36. При разнице между объемом доливаемого (вытесняемого) раствора и объемом металла поднятых (спущенных) труб более 0,2 м³ (при строительстве 0,5 м³) подъем (спуск) должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные оперативной частью ПЛА (действие вахты при ГНВП и ОФ). ПЛА разрабатывается комиссией предприятия, осуществляющего работы на скважинах и согласовывается с противофонтанной службой.

9.37. Скважина на начало ремонта, освоения, бурения должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности, для долива в количестве не менее 10 м³. Минимальный запас жидкости долива при производстве работ должен быть не менее 4,5 м³.

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 м³, при ТКРС, КРС, ЗБС механическим уровнемером с ценой деления по 0,2 м³. Запасные (рабочие) емкости должны быть оборудованы механическими уровнемерами и электронными датчиками уровня жидкости для контроля ГТИ, а также автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них.

- 9.38. Скважины с избыточным давлением на устье должны исследоваться с применением транспортного лубрикаторного оборудования. Лубрикатор должен быть паспортизирован.
- 9.39. 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 должно быть включено не менее двух встроенных шаровых задвижек. Одна из задвижек должна быть оснащена дистанционным управлением с пульта. Рабочее давление шаровых задвижек должно быть не менее предельно допустимого давления других элементов нагнетательного трубопровода буровой установки, а их проходное сечение должно соответствовать проходному сечению стволовой части привода. Шаровые краны и обратные клапаны должны иметь технические паспорта и акты опрессовки на рабочее давление и сведения о проведении дефектоскопии. Опрессовка шаровых кранов и обратных клапанов на рабочее давление в условиях мастерских производится 1 раз в 6 месяцев. При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должно находиться три шаровых крана
- Предусмотреть при разведочном, поисково-оценочном роторном бурении и ЗБС установку шарового крана под ведущую трубу и над ведущей трубой (под вертлюг). Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь, два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении, первый клапан является рабочим, второй-резервным.
- 9.40. На превентор устанавливается надпревенторная катушка. Высота катушки должна обеспечивать возможность установки шпилек, при установленной катушке на превентор, с нижней части фланцев катушки. Катушка спрессовывается вместе с превентором. На надпревенторной катушке монтируется разъемный желоб на быстроразъемных соединениях.
- 9.41. В каждой бригаде бурения, ЗБС, освоения и испытания, текущего и капитального ремонта должен быть аварийный омеднённый комплект гаечных ключей. Превенторная установка, её манифольды и запорные устройства (шаровой кран, обратный клапан, задвижки и т.п.) применяемые для герметизации скважины должны окрашиваться в красный цвет.
- 9.42. Наличие оборудования видеоконтроля и видеофиксации работ на устье скважины при всех работах по бурению, освоению после бурения, эксплуатации, ремонте, техническом перевооружении, реконструкции, консервации и ликвидации скважин всех назначений.
- 9.43. Проводить своевременную очистку доливных емкостей, не допускать осадка бурового раствора.
- 9.44. Обязательным условием начала эксплуатации оборудования (ввода в эксплуатацию) является подпись и печать ответственного лица в паспорте (копии паспорта) оборудования. Ввод в эксплуатацию устьевого оборудования новых типов производится по согласованию с противофонтанной службой.
- 9.45. После прохождения гидравлического испытания ПВО, заносить данные в паспорт оборудования.
- 9.46. При эксплуатационном и разведочном бурении, ЗБС, освоении, в зимнее время должны обогреваться гидрозадвижки, манифольдные линии до блока глушения и дросселирования, дополнительно оборудованы теплоизоляционным материалом.
- 9.47. Прострелочно-взрывные работы в скважинах (ПВР) производится при бригаде КРС, схему обвязки скважины при производстве ПВР разрабатывает подрядчик по ТКРС.

9.48. Испытания, проверки, ревизия и техобслуживание оборудования скважины и оборудования установленного на устье скважины ПВО, ФА должны быть регламентированы ВНД Общества и нормативных документах подрядных организаций.

9.49. Перед началом монтажа ПВО вышка должна быть отцентрирована.

9.50. После монтажа на устье, превенторная установка центрируется четырьмя оттяжками из троса диаметром не менее 12 мм с использованием натяжных винтов (при эксплуатационном и разведочном бурении, ЗБС, освоении).

9.51. После монтажа, до разбурирования цементного стакана, превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления, а также линия, ведущая на газосепаратор до задвижки, должны быть опрессована водой или инертным газом на давление опрессовки обсадной колонны, указанное в рабочем проекте.

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

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

Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика.

9.52. Превенторы с надпревенторной катушкой, крестовиной и коренными задвижками до установки на устье скважины и после бурения не более 8-ми скважин, а также после эксплуатации или хранения в течение шести месяцев проходят ревизию и опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте.

9.53. Наличие четкого обозначения заводского номера на превенторах, надпревенторных катушках, задвижках, элементах манифольда, манифольдной линии и стволовой части скважины. Номера, нанесенные ударным способом, должны быть выделены белой масляной краской.

9.54. Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте, в укрытии с взрывобезопасным освещением. На стенке перед штурвалом водостойкой краской должны быть нанесены: стрелки, указывающие направление вращения штурвала на закрытие; число оборотов штурвала до полного закрытия; метка, совмещение которой с меткой на спице штурвала соответствует полному закрытию превентора; размер плашек.

9.55. При монтаже противовыбросового оборудования необходимо следить за качеством сборки фланцевых соединений, расположением металлических колец, равномерной затяжкой шпилек, соблюдением равномерного зазора между фланцами. Диаметр шпилек должен соответствовать диаметру отверстий фланцев, а свободные резьбовые части шпилек должны равномерно выступать над гайками на 2-3 нитки резьбы.

9.56. Требования, предъявляемые к работам при гидравлическом разрыве пласта (ГРП), кислотном гидравлическом разрыве пласта (КГРП) и большеобъемной обработке призабойной зоны (БОПЗ):

- гидравлический разрыв пласта проводится под руководством ответственного ИТР по плану работ (дизайну), утвержденному техническим руководителем Подрядчика и согласованному с Заказчиком в установленном порядке;

- перед началом работ по гидравлическому разрыву пласта скважин, бригада (флот) должна быть ознакомлена с планом работ и возможными осложнениями, и авариями; во время проведения гидроразрыва пласта находится работникам возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается.
- арматура ГРП, до установки на устье скважины, опрессовывается в условиях мастерских после каждой шести операций по гидроразрыву пластов (при условии, что прошло не более шести месяцев с даты последней ревизии и опрессовки) на давление, указанное заводом изготовителем в паспорте арматуры. Опрессовка арматуры ГРП оформляется «Актом проведения гидравлического испытания устьевого арматуры» с указанием номера акта, даты испытания, регистрационного номера арматуры, давления испытания нагнетательного канала, давления испытания узла герметизации;
- в «Акте проведения гидравлического испытания устьевого арматуры» фиксируется ее состояние по результатам испытания;
- арматура ГРП должна комплектоваться паспортом, листами движения и ревизий в условиях мастерских;
- в комплекте арматуры должна быть герметизирующая катушка, с комплектом резиновых уплотнений (для гладких НКТ и НКТ с высаженными концами), которая обеспечивает герметичность в процессе работ по срыву и посадке пакера ГРП. Резиновое уплотнение катушки и прижимное кольцо должно обеспечивать нормальное прохождение муфты НКТ, не нарушая целостности резины и сохраняя ее герметизирующие свойства в соответствии с требованиями, указанными в Руководстве по эксплуатации оборудования;
- контроль состояния резинового уплотнения и прижимного кольца герметизирующей катушки, а также учет количество насосно-компрессорных труб, прошедших через герметизирующую катушку, производится персоналом бригады по ремонту скважин, осуществляющий срыв и подъем пакера;
- Информация фиксируется в Приложении, входящего в паспорт завода изготовителя герметизирующей катушки, а также в Вахтовом журнале бригады ремонта скважин;
- Приложение является неотъемлемой частью паспорта завода изготовителя, и передается вместе с паспортом при возврате герметизирующей катушки собственнику;
- Герметизирующая катушка является обязательным элементом арматуры ГРП, и поставляется в комплекте с арматурой по заранее поданной заявке;
- Ревизия арматуры ГРП производится после каждого демонтажа оборудования;
- Подъемный патрубок арматуры ГРП (конструкция которой предусматривает патрубок) должен проходить испытание согласно инструкции завода изготовителя. Документация на подъемный патрубок должна быть в комплекте с паспортом на арматуру ГРП и находится на месте производства работ;
- При проведении гидравлического разрыва пласта скважин с возможным ГНВП, устье, на период работ, должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием (далее устьевым оборудованием). «Схема установки и обвязки оборудования устья скважины при производстве ГРП», согласовывается противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью) и Заказчиком;
- Устьевое оборудование, установленное на устье скважины, должно быть закреплено на все шпильки;
- После сборки и затяжки болтов фланцев арматуры ГРП, необходимо опрессовать затрубное пространство на давление указанное в плане работ поэтапно, каждый этап в 3 МПа (30 кгс/см²), но не более допустимого давления на обсадную колонну. Время

опрессовки не менее 10 минут. Задвижка ГРП должна быть открыта, и оборудована заглушкой со смонтированным манометром. Результат оформляется Отчетом о посадке, срыве и подъеме пакера;

- Перед началом работ по закачке, линия высокого давления (нагнетательные трубопроводы), должна быть опрессована. Технологические линии высокого давления должны быть опрессованы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25;
- Обвязка манифольда с насосными установками и арматурой устья скважины должна осуществляться при помощи специальных труб и шарнирных соединений высокого давления, входящих в комплект установок;
- Во избежание провисания нагнетательный трубопровод должен быть уложен на опоры. В местах поворота следует устанавливать шарнирные угольники;
- Для замера и регистрации давления к устьевой арматуре должны быть присоединены показывающий и регистрирующий манометры, выведенные на безопасное расстояние;
- Предохранительный клапан насосного агрегата, обвязанный с затрубным пространством скважины, должен быть установлен на давление опрессовки эксплуатационной колонны и обеспечивать аварийный сброс давления при превышении допустимой величины;
- При разрядке скважины после производства ГРП, обязательна установка дублирующей задвижки на задвижке высокого давления;
- При разрядке скважины после производства ГРП, применение рукавов высокого давления (шлангов) в качестве выкидной линии запрещается. Производить регулировку потока жидкости из скважины задвижками, запрещается. Производить регулировку потока жидкости – только дросселем и штуцерной камерой. Обвязка устья скважины должна осуществляться при помощи специальных труб и шарнирных соединений высокого давления;
- В случаях проведения ГРП при бригаде КРС, превентор не демонтируется, арматура ГРП устанавливается над превентором. Плашки превентора должны соответствовать диаметру лифта НКТ для проведения ГРП;
- Демонтаж задвижки высокого давления осуществляется после срыва пакера и глушения скважины в порядке, определенном планом ведения работ. Подъем подземного оборудования, спущенного в скважину, производится после монтажа на устье противовыбросового оборудования в соответствии с утвержденными схемами обвязки устья противовыбросовым оборудованием;
- После завершения ГРП, все задвижки фонтанной арматуры скважины должны быть закрыты;
- При обнаружении ГНВП, устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА.

9.57. Требования, предъявляемые к работам по повышению нефтегазоотдачи пластов и производительности скважин:

- Работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с планом работ, утвержденным пользователем недр (заказчиком). В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- Перед проведением работ по повышению нефтегазоотдачи пластов должна проводиться опрессовка эксплуатационной колонны на давление, установленное

планом работ. Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа). Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом;

- В случае производства работ (гидроразрыв пласта, кислотные обработки, различные заливки и так далее), требующих давлений, превышающих давления опрессовки обсадной колонны, необходимо устанавливать на устье специальную арматуру, а эксплуатационную колонну защищать установкой пакера;
- При закачке газа, пара, химических и других агентов на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторократное ожидаемое рабочее давление;
- Обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичными колоннами и заколонными перетоками запрещается;
- По незатронутым в Инструкции вопросам, следует руководствоваться Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

10.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ БУРЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

10.1.1. Подрядчик по бурению должен разработать Порядок выдачи специального разрешения на бурение скважины после монтажа и опрессовки ПВО, согласовать с ПФС.

10.1.2. При бурении и реконструкции перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями необходимо разработать и реализовать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести проверку:

- вскрытие пластов, вскрытие проводить только после спуска обсадных колонн, предусмотренных рабочим проектом;
- проверку смонтированного на устье скважин ПВО на соответствие утвержденной схемы;
- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при появлении признаков и ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
- проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровой организацией, но не реже одного раза в месяц с каждой вахтой;
- проверку наличия в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимый на случай ГНВП запас материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости, в соответствии с рабочим проектом;
- оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую;
- проверку наличие и исправности газоанализаторов и аварийного запаса СИЗОД.
- готовность объекта к вскрытию пласта или пластов подтверждается актом, согласованным с комиссией буровой организации.

10.1.3. На всех этапах производства буровых работ должно быть обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственным процессом в соответствии с требованиями рабочего проекта и соответствующих нормативных правовых актов.

10.1.4. Конструкция скважины должна обеспечивать условия безаварийного ведения работ на всех этапах ведения буровых работ.

10.1.5. Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них ПВО должна обеспечить: герметизацию устья скважины в случаях ГНВП, выбросов и ОФ с учетом превышения дополнительного давления не менее чем на 10 %, необходимого для глушения скважины; противостояние воздействию максимальных сжимающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования.

10.1.6. Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать возможность аварийного глушения скважины.

10.1.7. Тампонажные материалы, используемые при производстве буровых работ, должны иметь сертификаты, подтверждающие их качество. Свойства тампонажных материалов и формируемого из них цементного камня должны соответствовать рабочему проекту.

10.1.8. При строительстве скважины, на кондуктор, промежуточные колонны, а также на эксплуатационную колонну для предотвращения ГНВП устанавливается колонная головка с герметизацией межколонного пространства.

10.1.9. Выбор типа ПВО и колонной головки, схема установки и обвязки ПВО, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с ПФС, буровой организацией и Заказчиком.

10.1.10. Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: **"Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!", "Недолив скважин - путь к фонтану!", "Внимание! Сероводород!"** и все работающие должны быть предупреждены о том, что требуется повышенное внимание в связи со вскрытием продуктивного пласта.

10.1.11. За 50-100 м до вскрытия горизонтов с возможным ГНВП на буровой должен быть создан, а при дальнейшем бурении постоянно поддерживаться запас промывочной жидкости равный объему скважины, с такой же плотностью, как и в скважине. Кроме того, на объекте должен иметься запас глинопорошка, утяжелителя, химических реагентов и технических средств, обеспечивающих приготовление бурового раствора в количестве не менее одного объема скважины в установленные сроки.

10.1.12. Тип и свойства бурового раствора должны соответствовать рабочему проекту и в комплексе с технологическими мероприятиями обеспечивать безаварийные условия производства буровых работ.

10.1.13. Не разрешается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), закачиваемого в скважину в процессе циркуляции, более чем на $\pm 0,03$ г/см³ от установленной рабочим проектом величины (кроме случаев ликвидации ГНВП и осложнений).

10.1.14. Вязкость бурового раствора должна обеспечивать эффективную дегазацию раствора во время бурения.

10.1.15. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

10.1.16. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить, долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта.

10.1.17. Запрещается приступать к спуску технических и эксплуатационных колонн в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

10.1.18. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их водой от устья до глубины 20 - 25 м, а в остальной части – буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси. Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти.

10.1.19. Превенторная установка, манифольд (линии дросселирования и глушения), система гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем, сепаратор (трапно-факельная установка) выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий с учетом возможности выполнения следующих технологических операций:

- герметизации устья скважины при спущенной бурильной колонне и без нее;
- вымыва пластового флюида, поступившего в скважину, на поверхность;
- подвески колонны бурильных труб на плашках превентора после его закрытия;
- спуска или подъема части, или всей бурильной колонны при загерметизированном устье скважины.
- срезания бурильной колонны; контроля состояния скважины во время глушения;

10.1.20. Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более 1,5 м и оканчиваться фланцами.

10.1.21. Длина линий должна быть: - для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м³/т - не менее 30 м; - для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м³/т, газовых и разведочных скважин - не менее 100 м. Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек разрешается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм. Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться Подрядчиком по согласованию с ПФС. Разрешается направлять линии сброса в одну сторону с использованием сертифицированных узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.

10.1.22. После монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца за обсадной колонной, дальнейшее бурение

скважины может быть продолжено при наличии положительного заключения представителя ПФС (разрешение на дальнейшее углубление). При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность для жизни людей или возникновения открытого фонтана, дальнейшие работы должны быть прекращены до устранения этих нарушений.

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

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

10.1.24. Для герметизации устья скважины должен быть обеспечен беспрепятственный доступ к ПВО, к блокам глушения и дросселирования, к штурвалам ручного управления превентором.

10.1.25. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания обсадной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

10.1.26. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

10.1.27. 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. Длина специальной трубы должна быть 6 – 9 м, диаметр должен соответствовать диаметру плашек превентора. На специальную трубу должны быть накручены от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. На муфту трубы должен быть накручен и закреплён машинными ключами шаровой кран.

10.1.28. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа). Присутствие представителя Заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Заказчика и ПФС.

10.1.29. После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1 – 3 м производится опрессовка прибашмачной зоны открытого ствола скважины. Давление

опрессовки определяется необходимостью обеспечения герметичности цементной крепи за башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Заказчика и ПФС.

10.1.30. В газовых и газоконденсатных скважинах, а также в нефтяных скважинах с высоким (более 200 м³/т) газовым фактором, газонагнетательных скважинах с ожидаемым избыточным давлением на устье более 100 кгс/см² (10 МПа) приустьевая часть колонны вместе с колонной головкой после опрессовки водой дополнительно опрессовывается инертным газом (азотом) давлением в соответствии с рабочим проектом.

Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливаются рабочим проектом. Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность колонны, и прочность на сжатие заколонного цементного камня. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более, чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).

При наличии в межколонном пространстве интервала открытого стратиграфического разреза оценка герметичности при опрессовке оценивается не по падению давления, а по отсутствию видимых утечек рабочего агента по соединениям устьевого обвязки и заколонных проявлений вокруг устья скважины. Величина давления устанавливается проектом.

Присутствие представителя Заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Заказчика и ПФС.

10.1.31. При вскрытии газонефтеносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной колонны) должен производиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

10.1.32. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает фоновое на 5% (объемных), то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.

10.1.33. Бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды) и возможным флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается ПФС и Заказчиком.

10.1.34. При установке ванн (нефтяной, водяной, кислотной) гидростатическое давление столба бурового раствора и жидкости ванны должно превышать пластовое. При вероятности или необходимости снижения гидростатического ниже пластового, работы по расхаживанию буровой колонны следует проводить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в буровых трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением мер безопасности в соответствии с ПЛА.

10.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ ВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ И РЕМОНТУ СКВАЖИН

10.2.1. 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, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов, промыть с целью выхода на поверхность газированной пачки раствора.

10.2.2. При проведении текущих и капитальных ремонтов скважин с возможным ГНВП, устье, на период ремонта, должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием.

10.2.3. Противовыбросовое оборудование, установленное на устье скважины, должно быть закреплено на все шпильки.

10.2.4. При использовании разно размерного инструмента трубные плашки превентора должны соответствовать верхней секции применяемых труб. Запорная компоновка для перекрытия канала применяемых труб должна находиться рядом с устьем скважины с открытым шаровым краном. Патрубки и переводники запорной компоновки должны иметь паспорта и маркировку клеймением. Длина дистанционного патрубка должна обеспечивать расположение муфты ниже плашек превентора. Высота запорной компоновки должна позволять производить закрытие шарового крана после герметизации кольцевого пространства с рабочей площадки.

10.2.5. Для герметизации затрубного пространства должен быть обеспечен беспрепятственный доступ к задвижкам на крестовине фонтанной арматуры. На задвижках должны быть установлены штурвалы.

10.2.6. Производство работ при отсутствии штурвалов на превенторах или на задвижках крестовины фонтанной арматуры запрещается.

10.2.7. При работах по подъему/спуску ЭЦН приспособление для рубки кабеля должно быть находиться в оперативной готовности на устье скважины.

10.2.8. После замены плашек (уплотнительных элементов) превентора производится повторная опрессовка совместно с запорной компоновкой.

10.2.9. До начала ремонтных работ должно быть проверено функционирование установленных контрольно-измерительных приборов.

10.2.10. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям рабочего проекта на бурение скважины;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10 % максимально ожидаемое давление на устье скважины;
- устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой, согласованной с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью);
- отсутствуют межколонные давления.

В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от рабочего проекта работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с заказчиком и проектной организацией.

10.2.11. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (или специальной жидкостью), соответствующим рабочему проекту.

В случае вскрытия перфорацией газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением противовыбросовое оборудование должно быть представлено превенторной установкой.

Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным пользователем недр (заказчиком) и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

10.2.12. скважины перед проведением промысловых-геофизических работ, перфорации (прострелочно-взрывных работ) в эксплуатационной колонне и НКТ должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, обеспечивающих герметизацию скважины и кабеля при спуске, срабатывании и подъеме прострелочно-взрывной аппаратуры и приборов исследования. Скважина должна быть заполнена жидкостью глушения (промывочной, буровой жидкостью), соответствующим рабочему проекту (соответствующей плотностью, определенной планом-работ).

10.2.13. Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным пользователем недр (заказчиком) и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

10.2.14. Во время перфорации (вовремя и после прострелочно-взрывных работ) производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины, его снижение не допускается.

10.2.15. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке ее территории, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и исполнителем работ.

10.2.16. При освоении скважин должны быть приняты меры по предотвращению разлива нефти, жидкости, находящейся в стволе скважины. При необходимости подъема лифтовых (бурильных) труб с сифоном (не снят клапан, «шламование» лифтовых колонн и другие возможные причины), следует производить постоянный долив скважины, с поддержанием уровня жидкости на устье.

10.2.17. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика.

10.2.18. Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры по предотвращению неконтролируемых ГНВП и открытых фонтанов.

10.2.19. Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне с использованием воздуха запрещается.

10.2.20. Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье должны проводиться с применением лубрикатора, технические характеристики которого соответствуют условиям работы скважины. До установки лубрикатор должен быть опрессован на рабочее давление, установленное изготовителем, а после установки - на давление опрессовки колонны. Результаты опрессовки оформляются актом и отмечаются в вахтовом журнале. Гидравлические испытания лубрикаторов на рабочее давление должны проводиться не реже 1 раза в шесть месяцев.

10.2.21. Чистка песчаных пробок желонкой в фонтанных скважинах, в скважинах с возможными ГНВП не разрешается

10.2.22. Колтюбинговые установки с гибкими непрерывными трубами должны быть оборудованы и оснащены следующими контрольно-измерительными системами контроля и регистрации:

- нагрузок, возникающих при спускоподъемных операциях;
- глубины спуска;
- давления при прокачивании через гибкую трубу жидкостей в процессе технологических операций;
- давления на устье скважины; - расхода промывочной жидкости.

10.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ ВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ И ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ.

10.3.1. Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах выполняются геофизическими организациями.

10.3.2. Геофизические работы должны проводиться после специальной подготовки территории и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (подъем) скважинных приборов и аппаратов на кабеле до интервала исследований или до забоя. Готовность территории и скважины для проведения геофизических работ подтверждается двусторонним актом.

10.3.3. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя организации, введении которого находится скважина.

10.3.4. Общее руководство геофизическими работами, возлагается на представителя геофизической организации.

10.3.5. Ремонт скважин с использованием оборудования и приборов, спускаемых на канатах и геофизических кабелях, проводится при обеспечении следующих условий: работы по профилактическому ремонту скважин должны проводиться по планам, утвержденным Заказчиком; работы по ревизии клапана-отсекателя, их периодичность выполняются в соответствии с рекомендациями фирмы-изготовителя и требованиями Заказчика.

10.3.6. Освоение скважин после завершения ремонтных работ должно производиться с участием представителя Заказчика.

10.3.7. 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 ГНВП. В таких случаях все работы на кусте приостанавливаются до устранения причин возникновения ГНВП.

10.3.8. Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям бурения и эксплуатации скважин.

10.3.9. Для проведения геофизических работ в скважинах под давлением в комплект наземного оборудования должны входить лубрикаторные устройства, испытанные на давление, ожидаемое на устье скважины.

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

10.3.11. Начальник партии (отряда) обязан оперативно информировать бурового мастера (бурильщика) и фиксировать в буровом журнале возможность возникновения осложнения или аварийной ситуации.

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

10.3.13. Устье скважины перед ПВР в эксплуатационной колонне должно быть оснащено ПВО по утвержденной схеме и согласованной с ПФС, а скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью, определенной планом работ. Перед производством ПВР, на скважину обязаны пригласить с предоставлением транспорта представителя ПФС, для проверки монтажа ПВО, документации, инструктажа, проведения контрольной тревоги и выдачи разрешения на производство ПВР. Вовремя и после проведения ПВР производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости в скважине, его снижение не допускается. ПВР должны производиться в соответствии с требованиями ПБНГП и ЕПБ при взрывных работах.

10.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

10.4.1. При передаче пробуренной скважины из бурения в эксплуатацию Заказчику должны быть представлены документы по испытанию фонтанной арматуры, паспорта и акты опрессовки устьевого оборудования, отдельных узлов и деталей, изготовленных на БПО, которые соответствуют техническим условиям (эскизы, размеры, характеристики материала, из которого изготовлены отдельные узлы и детали), согласованным с ПФС. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта.

10.4.2. Систематически вести наблюдения за работой оборудования. Периодичность контроля определяется организацией, эксплуатирующей оборудование, в зависимости от наличия коррозионно-активных веществ в скважинной среде, места расположения скважины. Проводимые операции по техническому обслуживанию и изменению режима эксплуатации необходимо регулярно записывать в предназначенные для этих целей журналы.

10.4.3. В ходе проверки оборудования необходимо обращать особое внимание на: наличие повреждений деталей и узлов; наличие утечек газа, газового конденсата и нефти во фланцевых, резьбовых и других соединениях и комплектность, и затяжку гаек, шпилек и болтов соединений, а также правильность их установки; периодически, не реже одного раза в месяц, следует продувать вентили и измерять давление в межколонном пространстве.

10.4.4. Выявленные в процессе эксплуатации неисправности должны быть устранены.

10.4.5. При эксплуатации скважин должны приниматься меры, направленные на повышение устойчивости устьевого оборудования от повреждений и разрушений в течение срока эксплуатации.

10.4.6. Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой либо специальным устьевым устройством, обеспечивающим герметизацию трубного и затрубного пространств и невозможность их сообщения, проведение глубинных исследований, замера межколонного давления. Обязка выкидных линий трубного и затрубного пространства должна позволять проводить разрядку скважины, подачу газа, технологических жидкостей, химических реагентов в затрубное пространство, выполнение технологических операций, включая глушение скважины. Проходное отверстие для силового кабеля в устьевой арматуре должно иметь герметичное уплотнение.

10.4.7. Колонные головки, фонтанные арматуры, пакерные узлы, задвижки фонтанных арматур, установленные на устье скважины должны обслуживаться персоналом цехов добычи согласно графику планово-предупредительного ремонта, утвержденному техническим руководителем Заказчика, с записью выявленных недостатков в соответствующем журнале.

10.4.8. При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, запрещается установка и пользование контрольно-измерительными приборами:

- не имеющими клейма или свидетельства о поверке, с просроченным клеймом или свидетельством о поверке;
- без свидетельства об аттестации (для контрольно-измерительных приборов, подлежащих аттестации);
- отработавшими установленный срок эксплуатации; - поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке

10.4.9. В процессе эксплуатации скважины должен осуществляться контроль межколонного давления.

10.4.10. Опрессовать фонтанную арматуру в собранном виде до установки на устье, опрессовку следует производить на рабочее давление, предусмотренное паспортом, с выдержкой под внутренним давлением 30 минут, а после установки на устье скважины - на давление опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель эксплуатирующей организации и ПФС.

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

11. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ

11.1. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по: бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и ПВР на скважинах, ГИРС, тросо-канатных работах с применением лубрикатора, работах по очистке НКТ от продуктов АСПО, а также работники, согласовывающие и подписывающие планы работ, заявки, наряд-заказы на выполнение работ на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП».

11.2. Каждый работник текущего, капитального ремонта и бригад освоения, бурения и ЗБС, геофизических партий должен знать:

- свои обязанности при герметизации устья и предотвращению перехода проявления в открытое фонтанирование;
- действия вахты при возникновении открытого фонтана;
- действия по методам глушения скважин и ликвидации ГНВП.

11.3. Периодическая проверка знаний у членов буровых бригад текущего, капитального ремонта и бригад освоения, бурения скважин, по их действиям при ГНВП проводится в рамках учебно-тренировочных занятий членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно специальным разделам ПЛА.

12. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ПРОВЕДЕНИЮ ТКРС

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

Для получения разрешения от противофонтанной службы на производство работ (инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению возникновения открытого фонтанирования скважин на предприятиях нефтяной промышленности, введена в действие приказом Минэнерго России от 15.02.2001 №52) мастер ТКРС должен иметь на скважине следующую документацию:

- планы работ на глушение скважины и ремонт (утвержденный техническим руководителем предприятия и согласован с Заказчиком и противофонтанной службой) с указанием ожидаемых изменений категории скважины с точки зрения возможности ГНВП и его интенсивности.
- паспорт (заверенную копию паспорта) и руководство по эксплуатации (обслуживанию) завода изготовителя на ПВО: колонную головку, шаровые краны, обратные клапана, надпревенторную катушку, переходную и дистанционную катушку, адаптер, крестовину, превентора, манифольд и его элементы, БД, БГ, (задвижки, в том числе гидравлические, дроссель), пульт управления превенторами, элементы манифольдной линии ПВО (адаптеры, кубы, тройники буферные, уголки кованные поворотные, патрубки);
- 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 (превентора совместно с надпревенторной катушкой, манифольда и его элементы, шаровых кранов, обратных клапанов, аварийной запорной компоновки, специальной опрессованной стальной трубы в сборе с шаровым краном, патрубков, задвижек), а так же элементы манифольдной линии ПВО (адаптеры, кубы, тройники буферные, уголки кованные поворотные, патрубки) на стенде в РММ месторождения на рабочее давление указанное в паспорте, в присутствии представителя противофонтанной службы (выборочно, согласно перечня согласованного с ПФС);
- ведомость на смонтированное ПВО;
- акт опрессовки ПВО на устье на возможно ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной (обсадной) колонны;
- инструкцию по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов на объектах Общества с ознакомлением бригады под роспись;

- инструкцию по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на объектах Общества с ознакомлением бригады под роспись;
- журнал проведения тревог "Выброс", (приложение 1);
- журнал проведения инструктажей;
- журнал ежесменной проверки ПВО;
- сертификат на крепежные детали (шпильки);
- акт приема-передачи скважины;
- акт готовности скважины к ремонту (пусковой акт);
- акт проверки азота в ПГА;
- акт об исправности станции управления превенторами;
- акт на глушение скважины (если предусмотрено планом работ);
- ПЛА (оперативная часть, вывешенная в доступном персоналу месте) с ознакомлением персонала бригады под роспись;
- паспорт на гидравлическое масло;
- сведения о наработке шарового крана, обратного клапана;
- копии заключений экспертизы промышленной безопасности на ПВО (в случаях истечения сроков нормативной эксплуатации), при отсутствии срока службы, необходимо сделать запрос заводу изготовителю, для предоставления данной информации;
- документы по прохождению ПВО дефектоскопии (на требуемые позиции);
- 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;
- акт опрессовки гидросистемы и гидравлических линий.

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

- паспорт фонтанной арматуры с актом гидравлического испытания на стенде в механических мастерских;
- копия акта опрессовки межколонного пространства.

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

- заводской номер оборудования;
- тип оборудования (превенторов, колонной головки, фонтанной арматуры, буровой крестовины и переходных (дистанционных) катушек, устьевых задвижек, пульта гидроуправления и т.п.);
- год выпуска;
- дата ввода в эксплуатацию;
- срок эксплуатации ПВО;
- диаметр проходного отверстия оборудования;
- рабочее давление превенторов и элементов ПВО;
- давление опрессовки на ремонтной базе;

- внутренние диаметры отводов крестовины и выкидных манифольдов;
- диаметр, толщина стенки, марка стали и длина верхней обсадной трубы, на которой устанавливается ПВО;
- тип установленных задвижек;
- давление опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной;
- размеры плашек, установленных в превенторах;
- размеры надпревенторной и переходных катушек;
- наименование газообразного агента в гидроаккумуляторе;
- присоединительные размеры фланцев.

Ведомость хранится в бригаде на время проведения работ на скважине.

12.3. После глушения скважины и проведение расчетного времени скважины в техническом отстое, бригада после получения разрешения на производство внутрискважинных работ, проводит работы по демонтажу устьевого оборудования ФА и монтажа ПВО),

Вызывается представитель противофонтанной службы для проверки качества его монтажа, проведения опрессовки, готовности бригады к производству работ по скважине и выдачи разрешения на производство работ. Письменная заявка на вызов представителя противофонтанной службы подается за 24 часа на имя руководителя подразделения ПФС на электронный адрес.

12.4. Опрессовка межколонного пространства проводится на этапе бурении скважин водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).

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

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

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

13. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И РАБОЧИЕ ЖИДКОСТИ

13.1. 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.

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

13.3. 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.

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

13.5. По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика допускаются отклонения от требований п.12.3 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 противofонтанной службой;
- при проектировании и строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).

13.6. 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 ГНВП).

13.7. 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.

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

13.9. 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.

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

14. КОНТРОЛЬ ЗА ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ГНВП

Все работы по скважине допускаются только при наличии на месте производства работ в полном составе необходимого персонала. В случае отсутствия необходимого персонала в полном составе работы останавливаются, скважина герметизируется, обеспечивается её долив до устья. О неполном составе вахты сообщается дежурному диспетчеру и мастеру бригады. При перерывах в работе не зависимо от их продолжительности запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.

14.1. 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.

14.2. При проведении подъёма труб.

- подъём труб может производиться только при параметрах промывочной жидкости, соответствующих утверждённому Планом работ (проектом) и только после промывки скважины до выхода чистого раствора;
- запрещается превышение, утверждённым Планом работ (проектом), скорости подъёма труб;
- контроль за соответствием фактического объема доливаемой жидкости расчётному, производится согласно таблицы долива.
- при уменьшении фактического объёма доливаемой жидкости по сравнению с расчётной, подъем труб останавливается;
- если при остановке подъёма труб наблюдается перелив раствора из скважины - устье герметизируется.

14.3. При проведении спуска труб:

скорость спуска труб не должна превышать, регламентируемую согласно Плана работ (проекта);

- контроль за соответствием фактического объёма, вытесненного из скважины раствора расчётному, должен производиться согласно таблицы.
- при разнице между объемом вытесняемого раствора и объёмом металла спущенных труб более $0,2 \text{ м}^3$ (при строительстве $0,5 \text{ м}^3$), 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 и вымыв флюида с поддержанием забойного давления, превышающем пластовое;
- спускоподъемные операции при ветре со скоростью 15 м/с и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м. запрещаются. Если паспортом агрегата предусмотрена меньшая скорость ветра, то следует руководствоваться паспортной величиной (ремонтные работы);
- скорость подъема и спуска НКТ с закрытым проходным сечением и скважинного оборудования (например, ЭЦН, пакер, шаблон) не должна превышать 0,25 м/с;
- при перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.

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

- контроль за уровнем жидкости в скважине при проведении перфорации осуществляет назначенное лицо (ответственный за долив скважины);
- при падении уровня производится долив жидкости в скважину. Если уровень при этом восстановить не удастся, производится подъём прибора (перфоратора), устье герметизируется;
- при переливе жидкости, производится подъём прибора (перфоратора), устье герметизируется;
- при интенсивном переливе и угрозе выброса из скважины, когда не поднят прибор

(перфоратор), по решению начальника геофизической партии производят рубку каротажного кабеля и герметизируется устье.

14.5. Во всех случаях, при ГНВП, после герметизации устья скважины сообщается руководству предприятия и представителю противофонтанной службы по телефону. Обязательным условием проведения геофизических работ (прострелочных и взрывных работ) на каротажном кабеле является наличие у геофизической партии специальных средств для безопасной рубки кабеля.

14.6. Предприятием, выполняющим работы на скважине, должны быть назначены лица ответственные за долив скважины (под роспись).

15. ОБЩИЕ ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ ПРИ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНАХ

15.1 Порядок действия вахты при возникновении, ликвидации ГНВП и открытых фонтанов прописывается в ПМЛА, который разрабатывается организацией, эксплуатирующей объект и согласовывается представителем профессионального аварийно-спасательного формирования.

16. ССЫЛКИ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.
2. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности, утвержденная Ростехнадзором России 31.12.1998.
3. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах», утвержденные Минтопэнерго РФ 18.08.1997.
4. Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению возникновения открытого фонтанирования скважин на предприятиях нефтяной промышленности, введена в действие приказом Минэнерго России от 15.02.2001 №52.

17. ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1

Перечень приложений к Инструкции

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Форма журнала проведения учебных тревог	Включено в настоящий файл.
2	Перечень схем обвязки устья скважины	Включено в настоящий файл.
3	Технические критерии к системам контроля и осуществления долива скважин при строительстве скважин и зарезке боковых стволов	Включено в настоящий файл.
4	Технические критерии к системам осуществления долива скважин при текущем, капитальном ремонте и освоении	Включено в настоящий файл.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
ФОРМА ЖУРНАЛА ПРОВЕДЕНИЯ УЧЕБНЫХ ТРЕВОГ

Таблица 2

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 ПРОВЕДИВШЕГО ТРЕВОГУ	ПОДПИСИ ЧЛЕНОВ ВАХТЫ (СМЕНЫ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
ПЕРЕЧЕНЬ СХЕМ ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 3

Перечень схем обвязки устья скважины

НАИМЕНОВАНИЕ СХЕМЫ	ИСПОЛНИТЕЛЬ	СОГЛАСУЮЩИЕ СТОРОНЫ	УТВЕРЖДАЮЩАЯ СТОРОНА
1	2	3	4
Бурение			
Схема обвязки устья скважины колонной головкой, противовыбросовым оборудованием и фонтанной арматурой (в составе рабочего проекта)	Проектная организация. Буровой подрядчик.	-	Нефтегазодобывающее ДО (пользователь недр).
Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования	Буровой подрядчик.	ПФС. Нефтегазодобывающее ДО (пользователь недр).	Нефтегазодобывающее ДО (пользователь недр).
Схема колонной устьевого обвязки, фонтанной арматуры	Буровой подрядчик.	-	Нефтегазодобывающее ДО (пользователь недр).
Схема подвески противовыбросового оборудования	Буровой подрядчик.	-	Буровой подрядчик.
Схема монтажа противовыбросового оборудования – фактическая	Буровой подрядчик.	-	Буровой подрядчик.
Освоение и испытание			
Схема установки и обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при проведении освоения скважин первой категории	Подрядчик по освоению и испытанию скважин.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по освоению и испытанию скважин.
Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при выполнении полного комплекса геофизических работ, в том числе ПВР, исследований под закачкой жидкости, при работе с пенными	Подрядчик по освоению и испытанию скважин.	ПФС/ПФВЧ.	Нефтегазодобывающее ДО (пользователь недр).

НАИМЕНОВАНИЕ СХЕМЫ	ИСПОЛНИТЕЛЬ	СОГЛАСУЮЩИЕ СТОРОНЫ	УТВЕРЖДАЮЩАЯ СТОРОНА
1	2	3	4
системами.			
Схема обвязки устья при испытании скважины с помощью пластоиспытателя.	Подрядчик по освоению и испытанию скважин.	ПФС/ПФВЧ. Геофизическая организация.	Технический руководитель бурового подрядчика.
Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП.	Подрядчик по ГРП.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ГРП.
Схема установки и монтажа противовибросового оборудования на стенде.	Подрядчик по освоению и испытанию скважин.	ПФС/ПФВЧ.	Технический руководитель организации - Подрядчика по освоению и испытанию скважин.
Схема обвязки устья скважины противовибросовым оборудованием при освоении свабированием.	Подрядчик по свабированию.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по свабированию.
Схема монтажа ПВО – фактическая.	Подрядчик по освоению и испытанию скважин.	-	Подрядчик по освоению и испытанию скважин.
ТКРС			
Схема установки и обвязки устья скважины противовибросовым оборудованием при проведении ремонта скважин первой категории	Подрядчик по ТКРС.	ПФС/ПФВЧ, Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ТКРС.
Схема обвязки устья скважины противовибросовым оборудованием при выполнении полного комплекса геофизических работ, в том числе ПВР, исследований под закачкой жидкости, при работе с пенными системами.	Подрядчик по ТКРС.	ПФС/ПФВЧ. Геофизическая организация Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ТКРС.
Схема обвязки устья скважины противовибросовым оборудованием при	Подрядчик по ТКРС.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ТКРС.

НАИМЕНОВАНИЕ СХЕМЫ	ИСПОЛНИТЕЛЬ	СОГЛАСУЮЩИЕ СТОРОНЫ	УТВЕРЖДАЮЩАЯ СТОРОНА
1	2	3	4
восстановлении циркуляции с применением КОПС – комплект оборудования для промывки скважины.			
Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при освоении свабированием.	Подрядчик по свабированию.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ТКРС.
Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при ремонте и освоении скважин с применением установки «Койлтюбинг» (ГНКТ).	Подрядчик по ГНКТ.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ГНКТ.
Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при вызове притока методом снижения уровня при компрессировании нагнетанием инертного газа	Подрядчик по ТКРС.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ТКРС.
Схема монтажа ПВО – фактическая.	Подрядчик по ТКРС.	-	Подрядчик по ТКРС.
Эксплуатация скважин			
Схема обвязки устья фонтанных скважин.	Нефтегазодобывающе е ДО (пользователь недр).	ПФС/ПФВЧ.	Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).
Схема обвязки устья скважин при разрядке давления с затрубного пространства.	Нефтегазодобывающе е ДО (пользователь недр).	ПФС/ПФВЧ.	Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).
Схема обвязки устья скважин оборудованных ШГН - штанговыми винтовыми насосами.	Нефтегазодобывающе е ДО (пользователь недр).	ПФС/ПФВЧ.	Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).
Схема обвязки устья скважин	Нефтегазодобывающе	ПФС/ПФВЧ.	Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь

НАИМЕНОВАНИЕ СХЕМЫ	ИСПОЛНИТЕЛЬ	СОГЛАСУЮЩИЕ СТОРОНЫ	УТВЕРЖДАЮЩАЯ СТОРОНА
1	2	3	4
оборудованных ЭЦН - установками электроцентробежно го насоса.	е ДО (пользователь недр).		недр).
Схема обвязки устья газоконденсатной скважины.	Нефтегазодобывающе е ДО (пользователь недр).	ПФС/ПФВЧ.	Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).
Схема обвязки устья скважины ППД – поддержания пластового давления.	Нефтегазодобывающе е ДО (пользователь недр).	ПФС/ПФВЧ.	Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).
ГИРС и канатные работы			
Схема обвязки устья скважины при ГИРС.	Подрядчик по ГИРС.	ПФС/ПФВЧ, Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по ГИРС.
Схема обвязки устья скважины при канатных работах.	Подрядчик по канатным работам.	ПФС/ПФВЧ. Нефтегазодобывающ ее ДО (пользователь недр).	Технический руководитель организации - Подрядчика по канатным работам.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ТЕХНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ К СИСТЕМАМ КОНТРОЛЯ И ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДОЛИВА СКВАЖИН ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

1) Требования к емкости долива:

- устанавливается ниже уровня стола ротора (желобной линии);
- рекомендуемый объем от 5 м³;
- должен быть предусмотрен обогрев в зимнее время или устанавливаться в обогреваемом помещении;
- должна быть оборудована механическим уровнемером со шкалой, имеющей цену деления не более 0,5 м³ (при бурении), 0,2 м³ (при ЗБС, освоении*);
- должна быть оборудована датчиком уровня станции ГТИ с выводом показания на пульт бурильщика и оператору ГТИ;
- перед каждым использованием долинной емкости проводить сверку и корректировку показаний механического уровнемера с датчиком ГТИ;
- должна иметь освещение в районе шкалы уровнемера не менее 100 Лк;
- шкала механического уровнемера должна быть в прямой видимости с пульта бурильщика либо ее изображение выводится на пульт бурильщика по видеосвязи;
- на желобной линии устанавливается датчик расхода станции ГТИ, световая индикация о наличии потока жидкости в желобе выводится на пульт бурильщика.

2) Требования к режиму долива:

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

3) Требования по учету долива (вытеснения):

- учет объема доливаемой (вытесняемой) жидкости ведется в сравнении с объемом поднятых (спущенных) бурильных труб и КНБК с заполнением листа долива/вытеснения (по специальной форме), в листе долива в т.ч. указывается разница между объемами поднятых (спущенных) труб и жидкости долива (вытеснения);
- учет объема доливаемой (вытесняемой) жидкости в сравнении с объемом поднятых (спущенных) бурильных труб и КНБК ведется параллельно буровой вахтой и станцией ГТИ. Буровая вахта ведет учет по нарастающей с начала подъема (спуска) каждые 100-150 м, станция ГТИ - на каждой свече;
- в буровой вахте ведение листа долива/вытеснения поручается первому помощнику бурильщика или бурильщику, о чем мастером делается запись в буровом журнале;
- в конце вахты лист долива (вытеснения) который ведет буровая вахта, сдается буровому мастеру (по окончании подъема или спуска) или передается следующей вахте, если работы по подъему/спуску продолжаются;
- лист долива (вытеснения), который ведет станция ГТИ, сдается по окончании спуска (подъема) супервайзеру и буровому мастеру.

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ТЕХНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ К СИСТЕМАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДОЛИВА СКВАЖИН ПРИ ТЕКУЩЕМ, КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ И ОСВОЕНИИ

1) Требования к емкости долива:

- объем не менее 18 м³;
- корпус ёмкости должен иметь теплоизоляционное исполнение;
- емкость должна быть укомплектована линией долива длиной не менее 10 м. с теплоизоляцией;
- должен быть обеспечен обогрев, предотвращающий замерзание жидкости долива и задвижки при отрицательных температурах окружающей среды;
- должна быть оборудована механическим уровнемером со шкалой, имеющей цену деления не более 0,1 м³;
- шкала механического уровнемера должна быть в прямой видимости с пульта бурильщика.

2) Требования к режиму долива:

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

3) Требования по учету вытеснения - вытеснение жидкости должно проводиться в специальную ёмкость объемом не менее 2 м³, оборудованную механическим уровнемером, имеющим цену деления не более 0,1 м³.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

