 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 1 из 79

СОГЛАСОВАНА

УТВЕРЖДЕНА

Временно исполняющий обязанности

приказом ООО «Севернефтегазпром»

начальника Северной ВЧ

ООО «Севернефтегазпром газобезопасность»

от 30 . 06 .2025 № 565




*А.Н. Сергеев*  
 Г.А. Цакулов  
 30.06.2025

**ИНСТРУКЦИЯ  
 ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И  
 ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ НА ЮЖНО-РУССКОМ  
 НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
 ООО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ»**

**ИО-3.4-01**

г. Новый Уренгой  
 2025


 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 2 из 79

## СОДЕРЖАНИЕ:

1. Назначение документа и область применения	3
2. Определения и термины	3
3. Обозначения и сокращения	7
4. Нормативные ссылки	8
5. Общие положения	9
6. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов	16
7. Требования к компетентности персонала	17
8. Проектирование и планирование работ	20
9. Контроль работ	25
10. Анализ нарушений, разработка и внедрение корректирующих мероприятий	32
11. Надежность противовыбросового оборудования	33
12. Геофизические исследования и работы, прострелочно-взрывные работы	35
13. Требования к мероприятиям по ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов	36
Приложение № 1. Чек-лист проверки состояния противofонтанной безопасности	39
Приложение № 2. Чек-лист проверки состояния противовыбросового оборудования	42
Приложение № 3. Пример раздела ПМЛА о первичных признаках ГНВП при выполнении различных технологических операций	45
Приложение № 4. Типовой план практических действий в составе ПМЛА	48
Приложение № 5. Форма журнала проведения учебных тревог	59
Приложение № 6. Фонтаноопасные работы при бурении и реконструкции скважин и факторы фонтаноопасности	60
Приложение № 7. Фонтаноопасные работы при ТКРС и факторы фонтаноопасности	61
Приложение № 8. Методы глушения	62
Приложение № 9. Типовые схемы монтажа противовыбросового оборудования	74
Приложение № 10. Акт запрещения на дальнейшее производство работ	78
Приложение № 11. Лист внесения изменений (дополнений)	79

**РАЗРАБОТЧИК:** начальник службы организации строительства и ремонта скважин Каменский Л.А.

**ВВЕДЕНА:** взамен Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении ОАО «Севернефтегазпром» ИО-3.4-01, редакция 1, утвержденной приказом от 26.01.2022 № 37.

 <b>Севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 3 из 79

## 1. Назначение документа и область применения

1.1. Основными целями разработки настоящей Инструкции являются введение установленных требований федеральными законами, СТО ПАО «Газпром» и другими нормативными документами требований и рекомендаций по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве, реконструкции и ремонте скважин на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении.

1.2. Настоящая Инструкция предназначена для применения:

сторонними организациями, выполняющими работы по договору с ООО «Севернефтегазпром» при бурении, освоении, геофизических исследованиях скважин, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин, а также при ведении геофизических и ПВР на скважинах;

структурными подразделениями ООО «Севернефтегазпром», осуществляющими организацию и надзор вышеуказанных работ;


сторонними организациями, оказывающими ООО «Севернефтегазпром» услуги по супервайзерскому сопровождению и контролю за работами при строительстве, реконструкции и ремонте скважин и должна быть согласована с ПАСФ.

1.3. Структурные подразделения ООО «Севернефтегазпром» при оформлении договоров с подрядными организациями, оказывающими услуги по супервайзерскому сопровождению, контролю за работами при строительстве, реконструкции и ремонте скважин, обязаны включать в условия договора пункт о выполнении подрядными организациями требований настоящей Инструкции.

## 2. Определения и термины

2.1. **Авария** – разрушение сооружений и(или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и(или) выброс опасных веществ.

2.2. **Военизированная часть профессиональной противofонтанной службы** – аварийно-спасательное формирование по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, которое является филиалом организации, уполномоченной на выполнение комплекса специальных работ по предупреждению возникновения и ликвидации газонефтеводопроявлений, выбросов и открытых газовых и нефтяных фонтанов из скважины.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 4 из 79

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.11.2013 № 1007 «О силах и средствах Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» органом управления военизированными частями по предупреждению возникновения и ликвидации, открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах (скважинах) ООО «Севернефтегазпром» является ООО «Газпром газобезопасность».

**2.3. Выброс** – аварийное состояние скважины, характеризующееся интенсивным движением промывочной жидкости из скважины в результате вытеснения, поступившим из пласта в ствол скважины.

**2.4. Газонефтеводопроявление** – состояние скважины, характеризующееся поступлением пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при строительстве и ремонте скважин.

**2.5. Геолого-технический план работ** – документ, определяющий цели и геолого-технические параметры проведения работ на скважине, основные требования по технологии и параметрам выполнения технологических операций, мероприятия по предотвращению аварий, инцидентов, предпосылок к инцидентам и осложнений.


Примечание: геолого-технический план разрабатывает и утверждает подрядчик по производству работ на скважине и согласовывает с заказчиком, пользователем недр, военизированной частью профессиональной противofонтанной службы и проектировщиком (при выполнении работ, осуществляемых на основании проектной документации).

**2.6. Дополнительный план работ** – геолого-технический план работ, составляемый при необходимости уточнения или изменения перечня, или технологии производства работ на скважине по вновь выявленным обстоятельствам.

**2.7. Допустимый объём поступления пластового флюида в ствол скважины** – объём, определяемый из условий обеспечения контроля за скважиной в ходе строительства или ремонта, в том числе в процессе удаления пластового флюида, а также при реализации технико-технологических мероприятий по ликвидации газонефтеводопроявлений без сопутствующих осложнений.

**2.8. Грифон (грифонообразование)** – это серьезный вид осложнений, возникающий в результате нарушения целостности обсадной колонны, разрыве стенки труб или износе ее верхней части, и характеризующийся выходом пластового флюида на поверхность на расстоянии от 0,1 м до 2,5 км от скважины, нанося серьезный вред окружающей среде, а также жизни и здоровью людей.

**2.9. Геофизические исследования и работы в скважинах** – комплекс

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 5 из 79

методов, используемых для изучения свойств горных пород включающие изучение естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, околоскважинном и межскважинном пространствах, геолого-технологические исследования в процессе бурения, а также работы, связанные с вторичным вскрытием продуктивных пластов перфорацией и интенсификацией притоков.

2.10. **Гидроразрыв пласта** – процесс создания трещин в горных породах скважин за счет давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости гидроразрыва пласта и расклинивающего агента.

2.11. **Глушение скважины** – технологический процесс закачки в скважину специальной жидкости, обеспечивающей противодействие на проявляющие пласты с целью прекращения поступления пластового флюида в скважину.

2.12. **Заказчик** – ООО «Севернефтегазпром» (Общество).

2.13. **Инцидент** – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса.


2.14. **Капитальный ремонт скважины** – комплекс работ по поддержанию первоначально принятых нормативных показателей функционирования скважины и технологического оборудования путем воздействия на пласт, восстановления исправного и(или) работоспособного состояния и ресурса, замены любых частей, включая базовые.

2.15. **Контроль за скважиной** – контроль за состоянием скважины с позиций недопущения газонефтеводопроявления.

2.16. **Ликвидация газонефтеводопроявления** – удаление из ствола скважины пластового флюида, поступившего в объеме более допустимого, но менее предельного, и восстановление контроля с нарушением непрерывности технологического процесса строительства или ремонта скважины.

2.17. **Лубрикатор** – устройство, предназначенное для обеспечения спуска и подъема скважинных приборов на кабеле или проволоке без разгерметизации устья скважины, устанавливается на буферной задвижке фонтанной арматуры скважины.

2.18. **Открытый фонтан** – аварийное состояние скважины, характеризующееся неконтролируемым истечением пластового флюида через трубное, затрубное или оба пространства, через негерметичность в обсадной колонне или противовыбросовом оборудовании, а также в результате грифообразования при отсутствии возможности герметизации устья.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 6 из 79

2.19. **Опасный производственный объект** – предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в приложении № 1 к Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

2.20. **Обслуживаемая организация** – организация, заключившая с профессиональным аварийно-спасательным формированием договор на обслуживание в части предупреждения и ликвидации, открытых газовых и нефтяных фонтанов.

2.21. **План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий** – технический документ, который содержит сценарии возможной аварии, расчёт сил и средств для предотвращения аварии, описание состава, расположения и организации взаимодействия сил и средств, порядок и очередность действий при возможной аварии, систему обмена информацией при ЧС, а также мероприятия по обеспечению безопасности граждан.


2.22. **Подрядчик (подрядная организация)** – физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы, оказывает услуги по договору подряда, оказания услуг, выполнения работ, заключенному с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.

2.23. **Подрядчик по супервайзингу** – специализированная компания, оказывающая услуги по супервайзерскому сопровождению и контролю за работами при строительстве, реконструкции или капитальном ремонте скважин, на основании заключенного договора. Инженер-супервайзер является полномочным представителем Заказчика на объекте.

2.24. **Предупреждение газонефтеводопроявления** – недопущение или ограничение поступления пластового флюида в ствол скважины в пределах допустимого объема и его удаление из ствола скважины без нарушения непрерывности технологического процесса строительства или ремонта скважины.

2.25. **Скважина** – горно-техническое сооружение, включающее цилиндрическую горную выработку большой протяженности и малого диаметра, обсаженную одной или несколькими зацементированными колоннами труб, соединяющую продуктивные пласты с земной поверхностью, и оснащенное технологическим оборудованием для подъема извлекаемых из недр полезных ископаемых и попутных компонентов, нагнетания в пласт различных агентов, исследований пластов и пластовых флюидов, а также контроля и наблюдений за состоянием недр.

2.26. **Текущий ремонт скважины** – восстановление работоспособного состояния скважины и ее подземного оборудования, включает проверку


 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 7 из 79

оборудования, его ремонт, частичную или полную замену обсадных труб, насосных штанг, глубинных насосов, очистку их призабойной части.

2.27. **Пластовый флюид** – смесь углеводородных и не углеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газовой или жидкой фазе. К пластовым флюидам относятся – пластовый газ, пластовая нефть, пластовая вода и выпавший в пласте конденсат.

### 3. Обозначения и сокращения

<b>БТ</b>	–	бурильная труба;
<b>ВЧ</b>	–	военизированная часть профессиональной противофонтанной службы;
<b>ППФС</b>		
<b>ВПЧ</b>	–	ведомственная пожарная часть;
<b>ГАА</b>	–	газоаналитическая аппаратура;
<b>ГВС</b>	–	газовоздушная смесь;
<b>ГИРС</b>	–	геофизические исследования и работы в скважине;
<b>ГИС</b>	–	геофизические исследования скважин;
<b>ГНВП</b>	–	газонефтеводопроявления;
<b>ГРП</b>	–	гидравлический разрыв пласта;
<b>ГТИ</b>	–	геолого-технические исследования;
<b>ГТН</b>	–	геолого-технический наряд;
<b>КНБК</b>	–	компоновка низа бурильной колонны;
<b>КРС</b>	–	капитальный ремонт скважин;
<b>КШ</b>	–	кран шаровый;
<b>ОПО</b>	–	опасный производственный объект;
<b>ОФ</b>	–	открытый фонтан;
<b>ПД</b>	–	проектная документация;
<b>ПМЛА</b>	–	план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;
<b>ПБ в</b>	–	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534;
<b>НГП</b>		
<b>ПДС</b>	–	производственно-диспетчерская служба;
<b>ПВО</b>	–	противовыбросовое оборудование;
<b>ПВР</b>	–	прострелочно-взрывные работы;
<b>ПКР</b>	–	пневматический клиневой захват в роторе;
<b>ППГ</b>	–	превентор плащечный гидравлический;

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 8 из 79

<b>ПУГ</b>	–	превентор универсальный гидравлический;
<b>СОСРС</b>	–	служба организации строительства и ремонта скважин;
<b>СП</b>	–	структурное подразделение;
<b>СПО</b>	–	спуско-подъемные операции;
<b>ТКРС</b>	–	текущий и капитальный ремонт скважин;
<b>УТЗ</b>	–	учебно-тренировочное занятие;
<b>ФА</b>	–	фонтанная арматура;
<b>ЦИТС</b>	–	центральная инженерно-техническая служба.

#### 4. Нормативные ссылки

В настоящей Инструкции использованы нормативные ссылки на следующие нормативные документы:

Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

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;

Постановление Правительства Российской Федерации от 08.11.2013 № 1007 «О силах и средствах Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;


Постановление правительства Российской Федерации от 15.09.2020 № 1437 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах»;

приказ Ростехнадзора от 19.12.2024 №408 «Об утверждении Руководства по безопасности «Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях»;

ГОСТ Р 53375-2016 Национальный стандарт Российской Федерации. «Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования»;

СТО Газпром 18000.2-010-2020 «Обеспечение готовности к аварийным ситуациям в Группе Газпром»;

СТО Газпром 2-3.2-1299-2024 (7.4-060-2024) «Руководство по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 9 из 79

ремонте скважин»;

СТО Газпром 7.4-007-2011 «Руководство по предупреждению аварий, осложнений и брака при строительстве скважин»;

СТО Газпром 2-1.1-572-2020 «Порядок организации обучения и проверки знаний персонала в области предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин»;

СТО Газпром 2-3.3-566-2011 «Классификатор ремонтных работ»;

СТО Газпром 18000.8-020-2022 «Положение о проведении профилактической работы аварийно-спасательными службами (формированиями) и подразделениями пожарной охраны»;

СТО Газпром 2-3.3-952-2015 «Капитальный ремонт скважин. Типовая документация».

## 5. Общие положения

5.1. Открытые нефтяные и газовые фонтаны являются тяжелыми авариями, приносящими значительный ущерб в виде нарушения режима разработки залежей и последующего снижения добычи, загрязнения окружающей среды, приведения в негодность оборудования, создавая опасность для жизни и здоровья.


5.2. Задачами по предупреждению и ликвидации ГНВП являются проведение мероприятий, предупреждающих создание условий возникновения ГНВП, в том числе:

выбор и применение технических средств, технологий и организационных мероприятий, обеспечивающих противofонтанную безопасность при строительстве и ремонте скважин;

выявление признаков возникновения ГНВП на ранней стадии развития;

обеспечение готовности к действиям в случае возникновения ГНВП и управлению скважиной при ГНВП.

5.3. Одним из основных условий возникновения ГНВП и открытых фонтанов является поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластового давления над давлением в скважине в интервале проявляющего пласта. Возможно возникновение газонефтеводопроявлений и при наличии достаточного противодавления на продуктивный пласт в результате диффузионных, капиллярных или осмотических процессов, гравитационного замещения контракционных эффектов, высокой скорости разбуривания газонасыщенных пород.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 10 из 79

5.4. Возникновение и развитие газонефтеводопроявлений из-за неуравновешенности пластовым давлением гидростатического давления создаваемого столбом раствора в стволе скважины может явиться следствием:

ошибок в прогнозировании пластовых давлений или определении проектной плотности промывочной жидкости;

тектонических нарушений в районе буровых работ и вскрытия зон с аномально высоким пластовым давлением;

разбуривания несовместимых интервалов бурения (гидроразрыв, поглощение – снижение гидростатического давления столба бурового раствора на продуктивный горизонт);

ошибок в определении глубины залегания продуктивных отложений;

недостаточного оперативного контроля за текущими изменениями пластовых давлений вследствие законтурного заводнения и других факторов;

использования промывочной жидкости или жидкости глушения скважины с заниженной плотностью;

снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости из-за падения уровня в скважине в результате поглощения;

снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;

снижения плотности промывочной жидкости при ее химической обработке;

снижения плотности промывочной жидкости за счет явления фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в промывочных жидкостях, характеризующихся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами;


снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей в трубном и затрубном пространствах;

уменьшения забойного давления при установке жидкостных ванн с низкой плотностью раствора при ликвидации прихватов;

снижения забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником, завышенных скоростях подъема труб, росте структурно-механических и реологических параметров промывочной жидкости;

разгазирования промывочной жидкости в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок;

разрушения обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска;

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 11 из 79

нарушения целостности обсадных или бурильных колонн при их спуске в скважину без заполнения их промывочной жидкостью;

некачественного крепления обсадных колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты (недоподъем цемента согласно проекту, языковое заполнение цемента за обсадной колонной).

5.5. При надлежащем уровне организации работ и технической оснащенности своевременно обнаруженное ГНВП является процессом, контролируемым, независимо от причин возникновения. Однако ГНВП потенциально опасно вероятностью перехода в ОФ по следующим причинам:

несоответствие прочностных характеристик установленного противовыбросового оборудования фактическим давлениям, возникающим в процессе ликвидации газонефтеводопроявлений;

отступления от проектной конструкции скважины, нарушение технических условий свинчивания обсадных труб (недопуск колонн до проектных отметок, негерметичность резьбовых соединений);

несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб. Срыв плашек превентора при расхаживании колонны труб;

недостаточная дегазация раствора при возникновении газонефтеводопроявлений;

некачественное цементирование обсадных колонн;

отсутствие в компоновке бурильной колонны шарового крана или обратного клапана.


5.6. Геологические причины возникновения газонефтеводопроявлений. Геологическими причинами возникновения ГНВП принято считать ошибочное или неправильное определение или задание расположения флюидосодержащих пластов и их геофизических и петрофизических характеристик при проектировании скважины, а также при оперативном уточнении геологического разреза в процессе бурения.

Таким образом, можно сказать, что в качестве геологических причин возникновения ГНВП следует считать отсутствие, недостоверность или недостоверность информации о флюидосодержащих пластах и пластах, склонных к поглощениям и гидроразрывам в составе:

реперы флюидосодержащих пластов;

реперы интервалов (зон) искусственного аномально высокого пластового давления;

реперы пластов, склонных к поглощениям или гидроразрывам («слабых пластов»);

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 12 из 79

пластовое давление;  
 давление начала поглощения;  
 давление гидроразрыва;  
 наличие тектонических нарушений по разрезу скважины;  
 трещиноватость пород;  
 пористость пород;  
 проницаемость пород;  
 состав пластового флюида;  
 физические-химические характеристики флюида (плотность, вязкость, газовый фактор, минерализация, присутствие агрессивных компонентов).

#### 5.7. Технологические причины возникновения ГНВП.

Технологическими причинами возникновения ГНВП принято считать несоответствие инженерно-технологических решений данным геолого-техническим условиям бурения, в результате реализации которых сформировались условия поступления пластового флюида в скважину.

Несоответствие инженерно-технологических решений может быть допущено на стадии проектирования процесса строительства скважины, планирования и регламентирования технологических процессов, а также при оперативном управлении процессом строительства.

Основными причинами принятия неверных инженерно-технологических решений на любой стадии процесса строительства скважины могут быть:

- низкое качество методик выбора инженерно-технологических решений;
- отсутствие или ненадежность методик оценки и прогнозирования результатов реализации инженерно-технических решений;
- недостаточный учет геолого-технических факторов при выборе инженерно-технологических решений;


- ошибки при проведении расчетов режимно-технологических параметров технологических процессов;

- отсутствие опыта практической работы инженерно-технического персонала, ответственного за принятие решений и оценку возможных последствий.

Результатом принятия неверных инженерно-технологических решений могут быть следующие ошибки выбора режимно-технологических параметров и использования (или неиспользования) технических средств, способные создать условия возникновения ГНВП при строительстве скважин:

- снижение величины давления в скважине в зоне пластов, склонных к проявлениям;

- поглощение бурового раствора и, как следствие, снижение величины

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 13 из 79

давления в скважине в зоне пластов, склонных к проявлениям;

поступление в скважину пластовых флюидов без видимого снижения гидромеханических составляющих давления в зоне пластов, склонных к проявлениям.

Таким образом, в качестве технологических причин возникновения ГНВП следует считать несоответствие инженерно-технологических решений данным геолого-техническим условиям бурения в составе:

ошибочное (как заниженное, так и завышенное) задание плотности бурового раствора;

ошибочное (завышенное) задание скорости углубления;

ошибочное (завышенное) задание скорости проведения спуска бурильных колонн, обсадных колонн и иных инструментов в скважину;

неверный расчет регламента долива бурового раствора в процессе подъема бурильной колонны или иного инструмента из скважины (падение высоты столба бурового раствора в скважине).

В качестве наиболее характерных примеров технологических причин возникновения ГНВП можно привести следующие:

отклонение от проектной конструкции скважины;

снижение плотности бурового раствора в результате длительной остановки скважины, которая была предусмотрена технологическим регламентом;

отсутствие станции ГТИ при вскрытии пластов с высоким содержанием сероводорода или аномально высокими пластовыми давлениями;

использование бурового раствора или жидкости глушения скважины с заниженной плотностью;

некачественное крепление обсадных колонн;

снижение гидростатического давления.

#### 5.8. Технические причины возникновения ГНВП.


Техническими причинами возникновения ГНВП принято считать выход из строя или потерю работоспособности технических средств или контрольно-измерительной аппаратуры, что в результате привело к формированию условиям пластового флюида в скважину.

Основными узлами технических средств, выход из строя которых может быть причиной ГНВП или открытых фонтанов, считаются:

средства дегазации бурового раствора;

средства очистки бурового раствора от выбуренной породы;

система долива бурового раствора в скважину при проведении операций по извлечению инструмента из скважины;

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 14 из 79

противовыбросовое оборудование;  
 обсадные колонны;  
 бурильные колонны и элементы ее технологической оснастки;  
 система, обеспечивающая подачу бурового раствора в скважину;  
 система, обеспечивающая проведение СПО;  
 контрольно-измерительная аппаратура;  
 средства регистрации технологических параметров.

Основными причинами выхода из строя вышеперечисленных технических средств в интервале межремонтного периода и гарантийного срока эксплуатации могут быть:

усталостное разрушение металлических деталей технических средств из-за воздействия законопеременных нагрузок и т.п.;

разрушение металлических деталей технических средств из-за некачественного изготовления или брака;

выход из строя систем автоматического срабатывания или управления техническими средствами;

потеря работоспособности отдельных элементов различных систем;

нарушение работоспособности или разрушение технических средств после возникновения осложнений и аварий при бурении, ремонте или эксплуатации скважин.

В качестве наиболее характерных примеров технических причин возникновения ГНВП и открытых фонтанов можно считать следующие:

выход из строя дегазаторов бурового раствора при бурении интервалов, содержащих газонасыщенные пласты;

выход из строя или потеря работоспособности во время бурения элементов циркуляционной системы;

выход их строя системы гидравлического управления превентором;

разрушение герметизирующих элементов превенторов;

выход из строя шарового или обратного клапанов;


разрушение обратного клапана бурильной или обсадной колонны во время спуска в скважину;

нарушение герметичности бурильной колонны из-за неправильной сборки или вследствие брака соединительных элементов;

разрушение или несрабатывание пакера при проведении процесса испытания;

разрыв бурового шланга при проведении процесса ликвидации ГНВП;

нарушение герметичности грязевого шланга при проведении процесса ликвидации ГНВП;

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 15 из 79

аварии с комплектом испытательных инструментов в процессе испытания пластов в открытом стволе скважины;

выход из строя насосов в момент проведения операций по глушению скважин.

#### 5.9. Организационные причины возникновения ГНВП.

Организационными причинами возникновения ГНВП принято считать нарушение трудовой и технологической дисциплины, халатность, некомпетентность, неквалифицированные действия исполнителей и иные проявления «человеческого фактора», а также низкую организацию труда при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин, которые в конечном итоге приводят к формированию условия поступления пластового флюида в скважину.

В качестве наиболее характерных примеров организационных причин возникновения ГНВП и открытых фонтанов можно привести следующие:

несвоевременное фиксирование косвенных признаков и непринятие мер по предупреждению возможного ГНВП;

превышение заданной скорости подъема колонны бурильных труб при наличии в открытом стволе скважины газонасыщенного пласта;

отсутствие шарового крана в компоновке бурильной колонны при вскрытии газового пласта с коэффициентом аномальности пластового давления более 1,3;

занижение продолжительности промывки скважины перед подъемом бурильного инструмента;

длительный простой скважины без промывки при вскрытом продуктивном горизонте;

игнорирование появления прямых признаков возникновения ГНВП;

продолжение работ по подъему колонны бурильных труб при зафиксированном выходе из строя уровнемера в доливной емкости;

допуск к работам по вскрытию продуктивного газового горизонта без проверки состояния противовыбросового оборудования;


повреждение обсадной колонны в результате превышения указанной в технологическом регламенте скорости спуска;

превышение указанной подачи тампонажного раствора при цементировании;

уменьшение указанного срока ожидания затвердевания цемента;

необученность членов буровой вахты первоочередным действиям во время ГНВП;

отсутствие или недостаточность контроля за параметрами бурового

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 16 из 79

раствора;

невыполнение или несвоевременное исполнение предписаний работников контролирующих и инспекционных служб по устранению недостатков и нарушений по технологии ведения работ при бурении, ремонте и эксплуатации скважин.

5.10. Контроль за скважиной должен включать три стадии (линии) защиты:

первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;

вторая линия защиты (защита от открытых выбросов) – вымыв поступившего пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования, ликвидация ГНВП стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты;

третья линия защиты (защита от открытого выброса) – ликвидация ГНВП и выбросов в осложненных условиях, в том числе при наличии поглощений, межпластовых перетоков, грифонов, нарушении целостности устьевого оборудования, когда применение стандартных методов невозможно, например, динамическое глушение, закачка цемента, установка баритовых пробок, бурение разгрузочной скважины, заводнение пласта в зоне дренирования аварийной скважины и обеспечение возможности возобновления второй линии защиты.

## **6. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов**

6.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП и ОФ подразделяются на организационные и технико-технологические.

6.2. Мероприятия по обеспечению производственной безопасности должны содержать организационные мероприятия и решения в следующих областях:


подготовка персонала в области предупреждения, обнаружения и ликвидации ГНВП;

проектирование и планирование работ;

организация проведения работ;

контроль за работами;

анализ аналогичных происшествий;

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 17 из 79

разработка и внедрение корректирующих действий.

6.3. Техничко-технологические мероприятия содержат мероприятия и решения по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП в области надежности применяемого оборудования.

## **7. Требования к компетентности персонала**


7.1. Эффективность мероприятий по предупреждению возникновения ГНВП и предотвращению их развития в ОФ зависит от уровня знаний и наличия практических навыков работников, непосредственно участвующих в процессах проектирования, планирования и проведения бурения, освоения, реконструкции, ТКРС, технического перевооружения, консервации ликвидации скважин, ГИРС и ПВР.

7.2. К руководству и ведению работ по бурению, освоению, реконструкции, ТКРС, техническому перевооружению, консервации ликвидации скважин, ГИРС и ПВР в скважинах допускаются лица, имеющие профессиональное образование, соответствующее занимаемой должности, и аттестованные в области промышленной безопасности.

7.3. ГИРС и ПВР на скважине должны выполняться специализированными организациями, имеющими лицензию органов Ростехнадзора на соответствующий вид деятельности.

7.4. К работам на скважинах с возможными ГНВП допускают персонал, обученный в специализированных учебных центрах в области предупреждения, обнаружения и ликвидации ГНВП при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин в соответствии с СТО Газпром 2-1.1-572-2020, прошедший проверку знаний в сроки, установленные в соответствии с Федеральными нормами и правилами, и получивший допуск на производство работ. Данное требование не распространяется на работников, осуществляющих авторский надзор и научное сопровождение внедрения технологических процессов, технических устройств и инструмента.

7.5. Работники сторонних организаций, осуществляющие работы по договорам подряда, прошедшие обучение в специализированных учебных центрах, допускаются к работе после проверки теоретических и(или) практических действий при ликвидации ГНВП, в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, с последующим обучением в учебных центрах ООО «Газпром газобезопасность». Работники должны быть обучены по курсу: «Контроль скважин. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» согласно СТО

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 18 из 79

Газпром 2-1.1-572-2020 в учебном классе Северной ВЧ ООО «Газпром газобезопасность».

7.6. Работники ООО «Севернефтегазпром» и сторонних организаций, прибывшие на скважину для работы, должны быть ознакомлены руководителем работ (мастер, начальник партии) с характерными опасными и вредными производственными факторами, признаками их проявления, действиями по ПМЛА и конкретным видам тревог, другими вопросами фонтанной безопасности, входящими в объем вводного инструктажа.

7.7. Работники, осуществляющие производство работ на скважине, должны получить от непосредственного руководителя работ (мастера, начальника партии) инструктажи на рабочем месте по соответствующей программе, включающие вопросы по предупреждению ГНВП и ОФ.


7.8. ПМЛА разрабатывается организацией, эксплуатирующей ОПО в соответствии с требованиями ПБ в НПП и постановлением правительства Российской Федерации от 15.09.2020 № 1437 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах», а также с учетом требований СТО Газпром 18000.2-010-2020 «Обеспечение готовности к аварийным ситуациям в Группе Газпром». В специальных разделах ПМЛА должны быть указаны первичные признаки (пример изложен в приложении № 3) и первоочередные действия персонала при возникновении ГНВП и ОФ (пример изложен в приложении № 4). Персонал должен быть ознакомлен с соответствующими инструкциями по фонтанной безопасности и разделами ПМЛА под роспись в личных карточках регистрации обучения по охране труда.

7.9. Знание ПМЛА в области ГНВП и ОФ проверяется во время тревог и УТЗ с персоналом объекта, проводимых по графику, утвержденному техническим руководителем ОПО.

7.10. Буровому мастеру (мастеру КРС) не реже одного раза в неделю с каждой вахтой следует проводить УТЗ по закреплению знаний и навыков первоочередных действий членов бригад при ГНВП с последующим анализом результатов занятий.

7.11. Контрольные УТЗ следует проводить не реже одного раза в месяц работниками ВЧ ППФС, а также в обязательном порядке перед вскрытием и бурением пласта или нескольких пластов с возможными ГНВП. Специалисты подрядчика должны проводить учебно-тренировочные тревоги «Выброс» с каждой бригадой один раз в месяц согласно графику.

7.12. Учебной тревоге должен предшествовать инструктаж по практическим действиям на случай аварийной ситуации.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 19 из 79

7.13. Руководители подрядной организации не реже одного раза в год проверяют у работников подразделений, принимающих непосредственное участие в производстве работ, знания и организацию практических действий по ПМЛА путем проведения учебно-тренировочной тревоги по сигналу «Открытый фонтан».

В состав комиссии, определяющей правильность действий персонала, должны входить представители предприятия подрядчика, ВЧ ППФС и Ростехнадзора. Контрольные тревоги по сигналу «Открытый фонтан» могут быть проведены органами Ростехнадзора или ВЧ ППФС.

7.14. Должностное лицо, проводящее тревогу, в период ее проведения проверяет:

- очередность и последовательность действий персонала по ликвидации аварии, предусмотренных планом;

- наличие и исправность средств оповещения (радиосвязи);

- наличие и исправность средств индивидуальной защиты, и умение пользования ими персоналом;

- знание персоналом схем обвязки ПВО;

- умение пользования средствами пожаротушения;

- знание и умение оказания первой доврачебной помощи.

7.15. Перед проведением учебной тревоги ответственный за ее проведение обязан визуально, а также по технической документации проверить смонтированное на устье ПВО и состояние скважины, параметры промывочной жидкости, запас ее на скважине.

7.16. Учебную тревогу необходимо проводить таким образом, чтобы не нарушить технологический процесс проводки скважины. С этой целью необходимо заранее предусмотреть определенные меры и действия персонала, которые в процессе учебной тревоги будут выполняться условно.

7.17. Запрещается проведение учебных тревог:

- при осложненном состоянии скважины;


- при ремонте основного оборудования (лебедки, насосов и т.д.).

7.18. Окончив учебную тревогу, ее анализируют, выявляют ошибки, допущенные членами вахты при выполнении поставленной задачи. При этом необходимо учитывать:

- четкость подачи команд ответственным исполнителем (бурильщиком) поставленных задач каждому члену вахты;

- организованность и правильность выполнения членами вахты своих функций согласно распределению обязанностей;

- время на герметизацию устья.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 20 из 79

7.19. Результаты анализа заносятся руководителем бригады (начальником партии) в Журнал проведения учебных тревог «Выброс» (приложение № 5), где фиксируется дата, наименование объекта, состав вахты, технологический процесс на объекте, вводные тревоги, анализ результатов тревоги, время герметизации и подпись проводившего тревогу. Ответственность за проведение учебных тревог по установленному графику несет руководитель бригады (начальник партии).

7.20. Информация о проведенной учебной тревоге по предупреждению ГНВП и ОФ должна отражаться в балансе времени суточной сводки подрядчика.

## **8. Проектирование и планирование работ**

### **8.1. Факторы фонтаноопасности.**

8.1.1. Под фонтаноопасностью при бурении, освоении, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин всех типов, а также ГИРС и ПВР понимается потенциальная возможность развития, возникшего ГНВП в ОФ при существующих геологических условиях, используемых технических средствах и применяемой технологии ведения работ.

8.1.2. Основными факторами фонтаноопасности при бурении, освоении, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин всех типов, а также ГИРС и ПВР являются:


- горно-геологические факторы;
- технические факторы;
- технологические факторы;
- неправильная реализация планов работ, технологий.

Уровень опасности возникновения ГНВП и ОФ определяется совместным влиянием вышеуказанных факторов.

### **8.2. Особенности проектирования и планирования работ.**

8.2.1. Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется в соответствии с требованиями законодательства о недрах на основе технического проекта разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, а также требованиями ПБ в НГП.

8.2.2. ПД (рабочий проект) на строительство скважин является основным документом, разрешающим проведение работ, и выдается буровому подрядчику

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 21 из 79


в установленном в Обществе порядке. ПД на строительство скважин должна быть разработана и утверждена в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов, регламентирующих порядок проектирования. ПД на строительство скважин, разрабатывается проектной организацией по исходным данным заказчика в соответствии с СТО Севернефтегазпром 10-1-2023 и согласовывается с региональным ВЧ ППФС.

8.2.3. Проектная организация по письменному запросу заказчика должна пересмотреть конструкцию скважины, выполнить перерасчеты нагрузок на обсадные колонны и пласты и другие проектные решения при несоответствии фактических параметров геологического разреза скважины при бурении для предупреждения ГНВП при строительстве следующих скважин месторождения. Бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора и возможным ГНВП проводится по специальному плану, разработанному Подрядчиком, который согласовывается с проектной организацией, ВЧ ППФС и заказчиком.

8.2.4. ПД на строительство скважин должна содержать схемы обвязки устья скважины колонной головкой, ПВО и ФА, технические характеристики сальниковых уплотнений (при наличии этих требований в техническом задании заказчика), давление на устье при опрессовке совместно с обсадными колоннами, порядок и условия опрессовки межколонных пространств, а также средства контроля за воздушной средой.

8.2.5. ПВО должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественной или импортной поставки (в случае применения импортного оборудования, Подрядчик обязан предоставить сертификат соответствия, разрешительную документацию, паспорта на русском языке). Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на базах производственного обслуживания подрядной организации в соответствии с проектно-конструкторской документацией изготовителя. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта (паспорт должен содержать все необходимые технические характеристики).

8.2.6. По завершению монтажа, до разбуривания цементного стакана, превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована (в случае негерметичности провести ревизию стыков и соединений, переопрессовывать до положительного результата) водой и инертным газом на давление опрессовки обсадной колонны, указанное в рабочем проекте на строительство скважины. Результат опрессовки оформляется актом, подписанным представителями Общества и исполнителями работ.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 22 из 79


8.2.7. По завершению установки ПВО в процессе проведения ремонтных работ ПВО, его опрессовывают с учетом максимально ожидаемого давления (а также минимального допустимого внутреннего давления и остаточной прочности обсадных труб), но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны. В случае негерметичности соединений производят ревизию соединений и стыков, производят переопрессовку до положительного результата. Результат опрессовки оформляется актом, подписанным представителями Общества и исполнителями работ.

8.2.8. Выкидные линии после концевых задвижек необходимо опрессовывать водой или незамерзающей жидкостью на давление, в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 (ред. от 31.01.2023) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (зарегистрирован в Минюсте России 29.12.2020 № 61888).

8.2.9. Работы по ТКРС, освоению, реконструкции, ликвидации и консервации скважин выполняют по планам работ содержащим (геолого-технические данные, конструкции скважин, выполняемые работы, состояние скважины перед началом работ, цель работ, планируемые работы, необходимое оборудование, порядок выполнения работ) разработанным подрядчиком соответствующих работ, согласованным с Обществом, ВЧ ППФС и утвержденным техническим руководителем подрядчика-исполнителя работ. Утвержденный план работ (руководителями ГП, СДГ, ПТО, ГО, СОСРС, УИС, ВЧ ППФС, подрядчика) на проведение ТКРС, освоение и реконструкцию скважин является основным документом, разрешающим проведение работ на кусту или одиночных скважинах и разрабатывается с учетом нормативных требований (должен опираться на нормативную базу, обязательные разделы плана и соответствовать безопасному выполнению работ).

8.2.10. План-заказ на текущий ремонт и план-заказ на производство КРС являются основными документами, на основании которых происходит формирование планов работ на ТКРС. План-заказ разрабатывает отдел разработки месторождений Общества. СОСРС предоставляет посредством электронной почты план-заказ и геолого-техническую информацию подрядчику. Форма плана-заказа разрабатывается согласно СТО Газпром 2-3.3-952-2015 «Капитальный ремонт скважин. Типовая документация».

8.2.11. Ремонт скважин с использованием оборудования и приборов, спускаемых на канатах и геофизических кабелях, при вскрытых продуктивных пластах (или планируемых к вскрытию), должен проводиться по плану,

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 23 из 79

согласованному с ВЧ ППФС и утвержденному заказчиком.

8.2.12. Перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена в порядке, установленном технологическим планом работ на глушение. В плане работ должны быть установлены время технологического отстоя и последующей промывки с составлением акта по состоянию (загазированности) забойной пачки до начала разгерметизации устья, параметры и объемы жидкости глушения для долива скважины, наличие аварийного запаса на скважине.

8.2.13. Периодичность и объем исследований эксплуатационных скважин устанавливаются на основании утвержденных Обществом графиков работ, производственных программ, разработанных в соответствии с проектной документацией разработки месторождения.

8.2.14. Работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с планом работ, утвержденным заказчиком. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.


8.2.15. Проведение геофизических работ в скважинах в рабочем режиме эксплуатации скважины, должны осуществляться по планам работ разработанным подрядчиком.

8.2.16. ГИРС в процессе эксплуатации скважин проводятся в соответствии с утвержденными планами геолого-технических мероприятий, согласованными Обществом. План геолого-технических мероприятий разрабатывает подрядчик. План должен содержать всю необходимую информацию о скважине, необходимости выполнения исследований.

8.2.17. ГРП проводится под руководством ответственного руководителя по плану работ, разработанному подрядчиком – исполнителем работ, согласованному с заказчиком, ВЧ ППФС и утвержденному техническим руководителем подрядчика – исполнителем работ.

8.2.18. Во всех вышеуказанных планах проведения работ необходимо предусматривать постоянный контроль за газовоздушной средой в процессе работ на основании разработанных и утвержденных техническим руководителем ОПО схем по замеру газовоздушной среды. При возникновении ГНВП и ОФ замеры необходимо производить не менее чем через каждые 30 минут.

8.2.19. ПВР в скважинах должны проводиться в соответствии с техническим проектом на производство ПВР, который разрабатывается геофизической организацией (подрядчиком) и согласовывается с подрядчиком

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 24 из 79


по бурению, ТКРС, реконструкции (в случае проведения ПВР в составе этих работ) и пользователем недр (заказчиком). При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважин, требующих непосредственного взаимодействия персонала подрядчика и заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно согласованным Обществом и представителями подрядчика.

8.2.20. План ГИРС утверждается заместителем генерального директора – главным геологом заказчика – пользователем недр и согласовывается с ВЧ ППФС в установленном порядке.

8.2.21. Порядок планирования, проведения и документирования всех фонтаноопасных работ должен устанавливаться в соответствии с требованиями настоящей Инструкции.

8.2.22. Подрядчики, выполняющие работы по бурению, освоению, реконструкции, ТКРС, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин всех типов, а также ГИРС и ПВР, разрабатывают схемы обвязки ПВО в соответствии с проектными решениями, наряд заданиями и планами работ в установленном порядке. Схемы должны быть согласованы ВЧ ППФС, заказчиком и утверждены техническим руководителем подрядчика – исполнителя работ. Один комплект схем направляется в адрес ВЧ ППФС, обслуживающего данный объект. Второй комплект схем направляется техническому руководителю заказчика. Копии схем должны быть в каждой бригаде – исполнителя работ. Ответственность за наличие согласованных схем установки и обвязки устья скважин при различных видах работ возлагается на подрядчика – исполнителя работ.

8.2.23. Планирование аварийной готовности объекта к возможному возникновению ГНВП следует проводить в соответствии с требованиями ПБ в НПП, а также с учетом требований СТО Газпром 18000.2-010-2020 «Обеспечение готовности к аварийным ситуациям в Группе Газпром». Организация, эксплуатирующая ОПО должна разрабатывать и поддерживать в актуальном состоянии ПМЛА с указанием возможных аварийных ситуаций при ГНВП и ОФ. Содержание ПМЛА должно соответствовать требованиям ПБ в НПП. Первоочередные действия вахты и последовательность их выполнения, требования планов практических действий для бригад освоения (испытания) и ремонта скважин, инструкций по действию буровой вахты и вахты бригады ТКРС при возникновении ГНВП и ОФ должны быть включены в ПМЛА подрядных организаций в установленном порядке, согласно действующим правилам безопасности и постановлению Правительства РФ. Пример типовых действий вахты при различных операциях представлен в приложении № 4.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 25 из 79

## 9. Контроль работ

9.1. Контроль за проведением работ по бурению, освоению, реконструкции, ремонту, техническому перевооружению, консервации и ликвидации скважин всех типов, а также ГИРС и ПВР делится на внутренний и внешний. Внутренний контроль со стороны Общества включает в себя производственный контроль и супервайзинг, внешний контроль включает в себя противофонтанную и газовую безопасность, осуществляемую ВЧ ППФС.

9.2. Производственный контроль осуществляется в порядке, установленном Регламентом по организации производственного контроля за соблюдением подрядными организациями требований производственной безопасности, а также Положением о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

9.3. Для производственного контроля должны использоваться чек-листы (приложения № 1, № 2).


### 9.4. Супервайзинг буровых работ.

9.4.1. Фонтаноопасные работы при бурении и реконструкции скважин и факторы фонтаноопасности представлены в приложении № 6.

9.4.2. Основной задачей подрядчика по супервайзингу является контроль за выполнением работ по строительству и реконструкции скважин в соответствии с проектной документацией, применимыми нормативными документами и документацией, выданной заказчиком, требованиями по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, защите окружающей среды, контроль за соблюдением подрядчиком по строительству требований правил и норм охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, охраны окружающей среды на подконтрольных Объектах, предупреждения ГНВП и ОФ при строительстве и реконструкции скважин.

9.4.3. Основными функциями подрядчика по супервайзингу являются: ежедневное формирование и предоставление по электронной почте ответственным специалистам СОСРС рапортов о суточной работе по строительству и реконструкции скважин;

выявление проблемных ситуаций (анализ материалов, документов, оборудования), решение которых не предусмотрено проектом и планами работ, связанные с высоким риском для персонала, оборудования, эксплуатационного качества скважины, экологии, сообщение информации (посредством почты, телефона) своему непосредственному руководителю, заказчику и принятие мер по их решению и недопущению в дальнейшем;

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 26 из 79

при строительстве и реконструкции скважины, в случае возникновения отклонений от проектной документации, требований нормативной документации, плана работ, стандартов производства работ, правил охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, охраны окружающей среды, регистрация нарушений и информирование руководителя работ на объекте о выявленных несоответствиях и необходимости дальнейших действий в соответствии с п. 10 настоящей Инструкции;

принятие мер по недопущению подрядчиком по строительству нарушений утвержденного проекта, плана работ, стандартов производства работ, правил охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, охраны окружающей среды, вплоть до приостановки работ;

участие в приемке материалов, химических реагентов, инструмента или оборудования, поступающих на объект (с подписанием акта приема оборудования);

участие в работе комиссии по расследованию аварий, инцидентов, осложнений и брака на подконтрольных объектах с оформлением акта технического расследования аварии, инцидентов, осложнений или брака.

9.4.4. Перечень нарушений, связанных с ГНВП и ОФ, при которых останавливается работа буровой бригады, если это не влечет за собой усугубление инцидента или аварии:

9.4.4.1. Документация. Отсутствует, неполный комплект или недолжное оформление:

геолого-технический наряд;

документация ПВО, схемы устья скважины;

наряд-допуск на проведение опасных работ (при выполнении указанных работ);

паспорта и акты дефектоскопии на применяемое ПВО и грузоподъемное оборудование, элементы компоновки, БТ, ведущую трубу и вертлюг, верхний силовой привод и т.д. в случае применения оборудования иностранного производства, соответствующие документы на русском языке;

паспорт на комплект бурильных или технологических труб;


ПМЛА (в том числе отсутствие ознакомления персонала).

9.4.4.2. Оборудование. Отсутствует, неисправно, некомплектно, не испытано, смонтировано с нарушением схемы монтажа:

противовыбросовое оборудование;

индикатор веса (электронный или гидравлический) талевого системы с регистрирующим устройством (на бумажном или электронном носителе);

градуированная (деления шкалы не более 0,2 м<sup>3</sup>) мерная емкость для

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 27 из 79

долива скважины, оснащенная уровнемером, а также (в период температуры окружающего воздуха ниже 0°C) подогрев жидкости и термоизолированная линия долива.

#### 9.4.4.3. Персонал:

неполный состав вахты персонала бригады при вскрытии пластов с возможностью ГНВП, при СПО;

отсутствие документов, подтверждающих прохождение обучения персонала бригады по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП».

#### 9.4.4.4. Технология производства работ:

несоответствие плотности промывочной жидкости, жидкости глушения или долива, требованиям плана работ;

подъем инструмента без контроля за доливом скважины;

отсутствие на поверхности регламентированного объема промывочной жидкости заданной плотности;

отсутствие контроля за плотностью, закачиваемой и вымываемой промывочной жидкости;

отсутствие регистрации нагрузок талевой системы подъемника или буровой установки на бумажном или электронном носителе.

Данный перечень остановочных пунктов может быть изменен в сторону повышения требований фонтанной безопасности.

9.4.5. Минимальный перечень работ, при выполнении которых должен присутствовать инженер-супервайзер по бурению:

промывка скважины перед СПО;

спуск обсадных колонн и их цементирование;

испытание обсадных колонн и оборудования на герметичность;

испытание устья скважины, противовыбросового оборудования и фонтанной арматуры на герметичность;


установка цементного моста;

вскрытие продуктивных пластов.

9.4.6. Перед вскрытием продуктивного пласта или группы пластов с возможным ГНВП инженер-супервайзер выполняет проверку готовности буровой согласно чек-листу проверки состояния противofонтанной безопасности (приложение № 1), копия чек-листа направляется в СОСРС, на выявленные нарушения выписывается «Карта регистрации нарушения».

### 9.5. Супервайзинг при текущем и капитальном ремонте скважин.

9.5.1. Фонтаноопасные работы при ТКРС и факторы фонтаноопасности представлены в приложении № 7.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 28 из 79

9.5.2. Ввиду наличия многочисленных факторов фонтаноопасности работы по глушению скважин должны планироваться и проводиться с особым вниманием, включая необходимость инструментального контроля за параметрами всех технологических жидкостей.

9.5.3. Основной задачей подрядчика по супервайзингу является обеспечение производственного контроля за проведением работ по ТКРС в соответствии с планом работ, стандартами, регламентирующими проведение работ, применимыми нормативными документами и документацией выданной заказчиком, требованиями по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, защите окружающей среды, контроля за соблюдением подрядчиком по строительству требований правил и норм охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, охраны окружающей среды на подконтрольных объектах, предупреждения ГНВП и ОФ.

9.5.4. Основными функциями подрядчика по супервайзингу являются:  
 ежедневное составление рапортов о суточной работе по ТКРС;  
 проверка соответствия планов работ плану-заказу;  
 при ТКРС, в случае возникновения отклонений от планов работ, требований нормативной документации, стандартов производства работ, правил охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, охраны окружающей среды, выписывает руководителю работ на объекте «Карту регистрации нарушений»;

участие в приемке материалов, химических реагентов, инструмента или оборудования, поступающих на объект;

участие в работе комиссии по расследованию аварий, инцидентов, осложнений и брака на подконтрольных объектах;


приостановление работ на объектах в случае несоблюдения (или нарушения) подрядчиком технологических регламентов проведения работ, несоблюдения требований безопасности с составлением запрещения на дальнейшее производство работ (приложение № 10);

осуществление инженерами-супервайзерами контроля за соблюдением подрядными организациями по ТКРС фонтанной безопасности при подготовке и выполнении технологических операций.

9.5.5. Перечень остановочных нарушений, при которых останавливается работа бригады ТКРС, если это не влечет за собой усугубление инцидента или аварийной ситуации:

9.5.5.1. Документация. Отсутствует неполный комплект или недолжное оформление:

план работ на ремонт скважины;

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 29 из 79

пусковая документация;  
 документация ПВО, схемы обвязки устья скважины;  
 акт опрессовки ПВО перед ПВР;  
 наряд-допуск на проведение опасных работ;  
 паспорта и акты дефектоскопии на применяемое грузоподъемное  
 оборудование, элементы компоновки, бурильные трубы, ведущую трубу и  
 вертлюг и т.д.;

паспорт на подвеску бурильных или технологических труб.

9.5.5.2. Оборудование. Отсутствует, неисправно, некомплектно, не  
 испытано, смонтировано с нарушением схемы монтажа:

противовыбросовое оборудование;

индикатор веса (электронный или гидравлический) талевого системы  
 подъемника с регистрирующим устройством (на бумажном или электронном  
 носителе);

градуированная (деления шкалы не более 0,2 м<sup>3</sup>) мерная емкость для  
 долива скважины, оснащенная уровнемером, а также (в период температуры  
 окружающего воздуха ниже 0°С) подогрев жидкости и термоизолированная  
 линия долива;

двусторонняя телефонная или радиосвязь бригады ТКРС с  
 диспетчерскими службами подрядчика или заказчика.

9.5.5.3. Персонал:

неполный состав вахты персонала вахты;

отсутствие, неисправность средств индивидуальной защиты;

отсутствие документов, подтверждающих прохождение обучения  
 персоналом подрядчика;

отсутствие документов, подтверждающих прохождение обучения  
 персонала по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП»;

истекшие сроки проверки знаний персонала и проведения инструктажей.

9.5.5.4. Технология производства работ при ТКРС:


несоответствие плотности промывочной жидкости, жидкости глушения  
 или долива, требованиям плана работ;

подъем инструмента без долива скважины и контроля за доливом  
 скважины;

отсутствие контроля за плотностью, закачиваемой и вымываемой  
 промывочной жидкости;

отсутствие регистрации нагрузок талевого системы подъемника на  
 бумажном или электронном носителе;

использование несертифицированных, не паспортизированных элементов

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 30 из 79

в спускаемой компоновке;

спуск компоновки без эскиза, а также без указания номеров, наружных и внутренних диаметров элементов компоновки, их длин и типоразмера резьбовых соединений;

не устранение в установленные сроки ранее выданных предписаний инженера-супервайзера.

Данный перечень остановочных пунктов может быть изменен в сторону повышения требований фонтанной безопасности.

9.5.6. Минимальный перечень работ, при выполнении которых должен присутствовать инженер-супервайзер по ТКРС:

глушение скважины;

разборка, демонтаж ФА;

монтаж, опрессовка устьевой обвязки, ПВО, обсадной колонны, ФА и т.д.; ПВР;

ремонтно-изоляционные работы;

установка цементных мостов.

#### **9.6. Обследование объектов силами военизированной части профессиональной противофонтанной службы.**

9.6.1. Подрядные организации, выполняющие по договору с ООО «Севернефтегазпром» работы по бурению, освоению, реконструкции, ремонту, техническому перевооружению, консервации и ликвидации скважин всех типов, а также ГИРС и ПВР самостоятельно заключают договор на комплексное обслуживание по проведению противофонтанных работ с ВЧ ППФС в установленном порядке.

9.6.2. Обследование включает:

изучение производственных процессов;


осуществление ведомственного надзора со стороны ВЧ ППФС за соблюдением работниками обслуживаемых организаций требований нормативных документов по противофонтанной и газовой безопасности;

проведение инструктажей по вопросам предупреждения и раннего обнаружения ГНВП, обеспечение противофонтанной и газовой безопасности;

проведение УТЗ и проверка практических навыков персонала бригад, занимающихся бурением, освоением, реконструкцией, ТКРС, техническим перевооружением, консервацией и ликвидацией скважин, а также ГИРС и ПВР, первоочередным действиям вахты при возникновении ГНВП;

контроль за проведением монтажа и опрессовки ПВО на устье скважины;

выдачу разрешения на дальнейшее углубление скважины после монтажа, обвязки и гидравлических испытаний ПВО, вскрытие горизонтов при

 <b>Севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 31 из 79

строительстве скважины, перфорация и вызов притока в скважине (например, при испытании, освоении последующих газонефтеносных горизонтов, после КРС и др.), испытание продуктивных (газоносных) горизонтов в процессе бурения, вскрытие напорных газонефтеводоносных горизонтов (за 50–100 м до вскрытия продуктивного горизонта), разбуривание цементных мостов при вскрытом газоносном горизонте;

проведение аварийных работ при вскрытом продуктивном горизонте, зарезка окна в эксплуатационной колонне для бурения бокового ствола, прострелочно-взрывные работы на скважине со вскрытым продуктивным горизонтом, снятие коренной запорной арматуры (ПВО) с устья скважины, прогрев парафиновых и гидратных пробок, растепление скважин в интервале многолетнемерзлых пород (при использовании колтюбинговой техники и других технических средств), проведение огневых работ на устье скважины со вскрытым продуктивным горизонтом, производство работ после устранения нарушений требований ПФБ и ранее выданного предложения по ПФБ, производство гидроразрыва пласта;

бурение пилотного ствола скважины, на производство работ по освоению, испытанию и ремонту скважины в соответствии с планом работ, согласованным в установленном порядке;

выдачу предложений на производство работ на скважине при обнаружении нарушений, создающих опасность для жизни людей, и условий возникновения ОФ;

выдачу уведомлений по выявленным серьезным нарушениям;


участие в работе комиссии по расследованию причин возникновения ГНВП и ОФ и разработке мероприятий по их предупреждению;

участие в опрессовках устьевого оборудования обслуживаемых предприятий;

участие в разработке схем обвязки устья скважин при строительстве и ремонте скважин и т.д.;

проверку на объектах наличия, условий хранения и готовности к применению средств индивидуальной защиты, ГАА, искробезопасного инструмента, средств пожаротушения, а также умения персонала пользоваться перечисленными средствами;

оказание помощи обслуживаемым организациям во внедрении оборудования и приспособлений для предупреждения возникновения ГНВП и ОФ.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 32 из 79

## **10. Анализ нарушений, разработка и внедрение корректирующих мероприятий**

10.1. Нарушения, выявленные супервайзером, регистрируются в «Картах регистрации нарушений» (в соответствии с требованием Положения о порядке организации и проведении работ по контролю за строительством и реконструкцией скважин), доводятся до руководителя работ подрядчика и еженедельно, вместе с недельными отчетами о проделанной работе передаются в СОСРС.

10.2. В случаях выявления любых нарушений, супервайзер должен в «Картах регистрации нарушений» указать подрядчику о необходимости:

- проведения анализа данных нарушений и определения их причин;
- разработки (по результатам анализа, при необходимости) корректирующих действий (действий по устранению причин несоответствий) с указанием сроков предоставления информации по разработанным корректирующим действиям в СОСРС.

Указание о разработке корректирующих действий выдаются супервайзером (с внесением в «Карту регистрации нарушений») после оценки необходимости разработки данных действий по установленным в Обществе критериям:


- регистрация нарушений, запрещающих дальнейшее производство работ по пунктам 9.4.4.;

- исключение (повторного) возникновения нарушения;
- последствия для работников Общества или подрядной организации, Общества в целом, потребителя и других заинтересованных сторон, связанные с безопасностью, невыполнением законодательных и других требований, потерей имиджа Общества при (повторном) возникновении несоответствия;

- учет, идентификации экологического аспекта, опасности и оценки риска в области производственной безопасности;

- выгода от устранения причины нарушения выше, чем затраты на ее устранение.

10.3. Руководитель работ подрядчика разрабатывает корректирующие действия и направляет их для согласования руководителю СОСРС (план мероприятий по корректирующим действиям должен содержать информацию о нарушении, его причины и действиях, направленных на исключение причины нарушения; в отношении всех мероприятий должны быть указаны сроки и ответственные за исполнение). После согласования плана подрядчик реализует

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 33 из 79

все запланированные мероприятия в установленные сроки.

10.4. На основании направленных супервайзером посредством электронной почты актов о выявленных нарушениях, специалистами СОСРС осуществляется учет зафиксированных нарушений и контроль за их устранением, а также выполняются корректирующие действия. Производится оценка результативности всех предпринятых подрядчиком действий. Информация о выявленных нарушениях хранится на внутреннем сетевом ресурсе СОСРС.

## **11. Надежность противовыбросового оборудования**

11.1. Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважин при возникновении ГНВП и проведения работ по их ликвидации, а также для проведения других технологических операций.


11.2. Важным критерием ПВО является его надежность, которая обеспечивает техническую возможность использования оборудования по назначению в нужное время и с требуемой эффективностью. Прогнозирование надежности ПВО осуществляют на этапах: проектирования, изготовления и эксплуатации.

11.3. ПВО должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественной или импортной поставки (в случае применения импортного оборудования, подрядчик обязан предоставить сертификат соответствия, разрешительную документацию, паспорта на русском языке). Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на базе производственного обеспечения организации в соответствии с проектно-конструкторской документацией изготовителя. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта.

11.4. Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией, согласовывается с Обществом и ВЧ ППФС.

11.5. Монтаж ПВО на устье скважин, его эксплуатация и обслуживание должны проводиться в соответствии с инструкциями по монтажу и эксплуатации ПВО, разработанными буровыми и ремонтными организациями в соответствии с применяемым оборудованием и инструкциями по монтажу, техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту изготовителей.

11.6. Подрядные организации, оказывающие услуги по бурению, освоению, реконструкции, ТКРС, техническому перевооружению, консервации

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 34 из 79

и ликвидации скважин всех типов, а также ГИРС и ПВР, должны разрабатывать инструкции по монтажу, испытанию, проверке, ревизии, техническому обслуживанию и эксплуатации ПВО в соответствии с применяемым оборудованием, технологией ведения работ и инструкциями по монтажу, техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту изготовителей. Копии инструкций по монтажу, испытанию, проверке, ревизии, техническому обслуживанию и эксплуатации ПВО должны храниться непосредственно на объекте проведения работ. Проверка наличия инструкций осуществляется на этапе допуска подрядчика и в ходе производственного контроля.

11.7. Подрядчиком должны быть проведены и задокументированы:

стендовые испытания (опрессовка) в условиях механических мастерских базы производственного обеспечения и на устье скважины, опрессовка ПВО и манифольдов ПВО, опрессовка ПВО перед ПВР, опрессовка специальной трубы, опрессовка кранов шаровых, опрессовка обратных клапанов, опрессовка задвижек;

проверки – тестирование и дефектоскопия корпуса превентора, ежедневные визуальные осмотры, проверки открытием и закрытием не реже одного раза в сутки (перед вскрытием продуктивного пласта и до спуска обсадной колонны) буровой организацией, ТКРС – мастером ежедневно, бурильщиком – ежедневно перед началом работ, наличие и исправность освещения ПВО, помещений ПВО и подходов к устью скважины, обогрева и утепления модулей-блоков и ПВО, манифольдных линий и блоков задвижек при работе в условиях низких температур окружающего воздуха. Результаты проверки отмечаются мастером в журнале проверки технического состояния оборудования;


техобслуживания – плановое и периодическое, внеплановое (ПВО, клапанов пружинного типа, систем очистки и дегазации растворов) согласно графику планово-предупредительных ремонтов, утвержденного представителем механоремонтной службы подрядчика.

11.8. Документирование включает составление, заполнение, подписание, утверждение и обеспечение надежного хранения на бумажном носителе информации о текущих работах и порядка их проведения, ответственным за документирование на объекте является руководитель работ подрядной организации.

11.9. Перечень документации на скважине с использованием противовыбросового оборудования:

ведомость на смонтированное ПВО;

фактическая схема монтажа ПВО, с указанием габаритных размеров,

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 35 из 79

утвержденная и согласованная;

- паспорта на шаровые краны и обратные клапана;
- акт дефектоскопии на шаровые и обратные клапаны;
- акт о заливе спиртосодержащей жидкости (в зимнее время);
- сертификат на масло в пульте управления ПВО;
- сертификат на шпильки крепления ПВО;
- акт опрессовки ПВО на стенде;
- акт опрессовки на устье скважины;
- акт опрессовки специальной трубы;
- акт опрессовки шаровых кранов и обратных клапанов.

11.10. В ВЧ ППФС предоставляется следующая документация:

ведомость на смонтированное ПВО с актами опрессовок на стенде и на скважине;

фактическая схема монтажа ПВО;

утвержденный и согласованный в установленном порядке план дальнейших работ.

## **12. Геофизические исследования и работы, прострелочно-взрывные работы**


12.1. Геофизические исследования и работы в скважинах включают в себя геофизические исследования скважин (ГИС), геофизические работы (ГФР), прострелочно-взрывные работы (ПВР), геолого-технологические исследования (ГТИ) в процессе строительства, освоения и эксплуатации, а также ремонта и реконструкции скважин, в том числе консервации и ликвидации.

12.2. Перед началом геофизических работ, персонал бригады должен заполнить скважину жидкостью необходимой плотности до устья (согласно плану работ), а колонну прошаблонировать до забоя.

12.3. При выполнении ГИС и ПВР, с целью предупреждения поступления пластовых флюидов в скважину при проведении ГИС не оставлять скважину без промывки более чем на 72 часа от начала передачи скважины партии ГИС.

12.4. Устье скважины перед перфорацией должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме в установленном порядке, а скважина заполнена промывочной жидкостью, в соответствии с планом работ (проектной документацией).

12.5. ПВР проводятся согласно проектной документации, как правило спуском перфоратора на кабеле или насосно-компрессорных трубах. Устье

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 36 из 79

скважины герметизируется малогабаритным превентором (лубрикаторной установкой) или ПВО, установленным на устье.

12.6. Работникам геофизической партии не разрешается управление центральной задвижкой фонтанной арматуры при нахождении геофизического кабеля в скважине, за исключением случаев, связанных с угрозой возникновения ГНВП.

12.7. Ответственность за противofонтанную безопасность несет начальник партии. В случае проведения ГИРС и ПВР в составе работ по бурению, освоению, испытанию, ТКРС, реконструкции, консервации и ликвидации ответственность за противofонтанную безопасность и принятие решения о немедленной герметизации устья скважины при ГНВП в процессе проведения ГИРС и ПВР возлагается на руководителя работ по бурению, освоению, испытанию, ТКРС, реконструкции, консервации и ликвидации скважин, а в его отсутствие – на руководителя вахты. На устье скважины должно находиться приспособление для рубки геофизического кабеля.

### **13. Требования к мероприятиям по ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов**


13.1. Первоочередные действия при ГНВП и ОФ персоналом бригады выполняются в порядке, указанном в ПМЛА.

Работники подрядных организаций, выполняющих работы на объектах Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения, должны быть ознакомлены с настоящей Инструкцией под роспись перед началом работ. Ответственность за ознакомление возлагается на руководителя работ подрядной организации.

13.2. Стандартные методы глушения скважины.

13.2.1. Способ «непрерывного глушения скважины» (метод бурильщика): при данном способе скважину начинают глушить сразу после ее закрытия при постоянном утяжелении раствора глушения, используемого для циркуляции, т.е. совмещают процесс вымыва пластового флюида с повышением плотности жидкости глушения до значения, необходимого для равновесия в скважине. В этом способе обеспечивается минимальное время нахождения устьевого оборудования под давлением, а при достаточно интенсивном утяжелении раствора – и наиболее низкие давления в колонне при глушении.

13.2.2. Способ «ожидания и утяжеления»: при этом способе после герметизации скважины предварительно утяжеляют необходимый объем жидкости глушения до требуемой плотности в запасных емкостях, а затем

 <p>Севернефтегазпром ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</p>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 37 из 79

проводят само глушение.

13.2.3. Способ «двухстадийного глушения скважины»: вначале промывают скважину с противодавлением в целях очистки от пластовых флюидов – стадия вымыва пластового флюида. Затем циркуляцию прекращают, увеличивают плотность раствора глушения и глушат скважину – стадия глушения.

13.2.4. Способ ступенчатого глушения скважины: данный способ применяется при глушении скважин в тех случаях, когда при закрытии скважины после выявления факта наличия проявлений или уже непосредственно в процессе глушения скважины давление в колонне («перед дросселем») станет превышать заранее определенное, максимально допустимое для самой колонны или гидроразрыва пород самого опасного участка ниже башмака колонны.

13.2.5. Способ «объемный метод».

Способ контроля давления в скважине путем замещения текущего бурового раствора или пластового флюида более тяжелой жидкостью без использования циркуляции. Метод применяется для ликвидации газонефтеводопроявлений, предотвращения выбросов и восстановления гидростатического давления в стволе скважины.

13.2.6. Способ «ожидания и утяжеления».


При этом способе после герметизации скважины предварительно утяжеляют необходимый объем жидкости глушения до требуемой плотности в запасных емкостях, а затем проводят само глушение.

13.2.7. Способ «непрерывного глушения скважины» (метод бурильщика).

При данном способе скважину начинают глушить сразу после ее закрытия при постоянном утяжелении раствора глушения, используемого для циркуляции, т.е. совмещают процесс вымыва пластового флюида с повышением плотности жидкости глушения до значения, необходимого для равновесия в скважине. В этом способе обеспечивается минимальное время нахождения устьевого оборудования под давлением, а при достаточно интенсивном утяжелении раствора – низкое давление в колонне при глушении.


13.3. В случае ГНВП и ОФ оповещение производится в соответствии с действующей в ООО «Севернефтегазпром» схемами оперативного сообщения при пожарах, авариях, инцидентах, несчастных случаях, сигналам ГО, чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера согласно ПМЛА.

Работники подрядных организаций, выполняющих работы на объектах Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения, должны быть

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 38 из 79

ознакомлены с данной схемой под роспись перед началом работ. Ответственность за ознакомление возлагается на руководителя работ подрядной организации.

13.4. Порядок взаимодействия при ликвидации ГНВП и ОФ служб заказчика, подрядчика и специализированных предприятий по ликвидации этих аварий (ВЧ ППФС и ВПЧ) установлен в ПМЛА Общества. Непосредственное руководство по тушению пожара осуществляют прибывшие работники ВПЧ.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 39 из 79

Приложение № 1

### Чек-лист проверки состояния противofонтанной безопасности


Куст \_\_\_\_\_ Скважина \_\_\_\_\_ Месторождение \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_ Время \_\_\_\_\_

Подрядчик \_\_\_\_\_

Подрядчик по супервайзингу: \_\_\_\_\_

№ п/п	Требования по обеспечению противofонтанной безопасности	Результат проверки (выполнено/ не выполнено)	Примечание
1.	Наличие обучения и проверки знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» у персонала бурового и сервисных подрядчиков		
2.	Наличие согласованного руководителем подрядчика ПМЛА, листа ознакомления персонала бурового подрядчика с ПМЛА		
3.	Наличие вывешенной в доступном месте схемы оповещения при возникновении ГНВП и открытых фонтанов (ОФ) с указанием телефонов		
4.	Наличие схемы обвязки ПВО, блоков глушения и дросселирования, согласованной с заказчиком и противofонтанной службой. Схема противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части включает фланцевую катушку, разъемные воронку и желоб		
5.	Наличие утвержденной Инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО		
6.	Наличие паспортов на ПВО (для импортного оборудования на русском языке)		
7.	Наличие актов опрессовки ПВО (всех элементов) в условиях цеха (мастерской)		
8.	Наличие акта опрессовки ПВО, выкидных линий после монтажа и цементного кольца		
9.	Наличие разрешения на углубление после монтажа ПВО		
10.	Наличие утвержденной периодичности учебных тревог, установленной организацией, но не реже одного раза в месяц с каждой вахтой		
11.	Наличие и ведение журнала учета учебных тревог согласно ПМЛА		
12.	Наличие и заполнение вахтой листа учета долива скважины. Форма листа учета предусматривает сравнение объемов вытесняемой (доливаемой) жидкости с объемом спущенного (поднятого) металла труб		

№ п/п	Требования по обеспечению противofонтанной безопасности	Результат проверки (выполнено/ не выполнено)	Примечание
13.	Соответствие фактической обвязки со схемой обвязки ПВО, блоков глушения и дросселирования, утвержденной и согласованной с ВЧ ППФС		
14.	Проведение УТЗ по сигналу «Выброс»		
15.	Соответствие фактической плотности буровой промывочной жидкости проектному значению		
16.	Наличие запаса раствора глушения не менее 2-х объемов скважины		
17.	Исправность ПВО (превенторов, основного и вспомогательного пультов управления, блоков глушения и дросселирования)		
18.	Наличие градуированной мерной емкости для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером, возможностью подогрева в зимнее время		
19.	Оборудование рабочих, резервных и приемных емкостей механическими уровнемерами и автоматической сигнализацией (ГТИ) для контроля уровня жидкости в них		
20.	Наличие взрывозащищенного освещения и обогрева блока глушения и дросселирования		
21.	Наличие опрессованной специальной трубы длиной 6–12 м с закрепленным шаровым краном (в открытом состоянии), окрашенной в красный цвет и имеющей белую метку, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 30–40 см ниже плашек превентора. Типоразмер резьбы замка или переводника соответствует типоразмеру поднимаемых/спускаемых труб		
22.	Штурвалы ПВО установлены в легкодоступном месте, исправны и имеют укрытие, на стенке которого нанесены направление вращения, количество оборотов для закрытия и метки, соответствующие полному закрытию превентора. Освещение штурвалов ПВО во взрывобезопасном исполнении		
23.	Система нагнетания гидроаккумулятора имеет устройство автоматического отключения насоса при достижении в ней номинального рабочего давления		
24.	Наличие акта опрессовки маслопроводов системы гидроуправления ПВО, согласно инструкции по эксплуатации		
25.	В конструкции пульта управления предусмотрена звуковая или световая сигнализация при падении уровня		


 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 41 из 79

№ п/п	Требования по обеспечению противofонтанной безопасности	Результат проверки (выполнено/ не выполнено)	Примечание
	рабочей жидкости в баке ниже допустимого		
26.	Наличие на задвижке перед дросселем таблички с указанием допустимого давления на устье скважины, допустимого давления для самого слабого интервала скважины и плотности раствора, по которой определено это давление		
27.	Наличие на буровой площадке опрессованных запасного шарового крана и двух обратных клапанов с приспособлением для их установки в открытом состоянии. При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должно быть три крана: первый шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.		
28.	Наличие твердого настила для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье ПВО		
29.	Наличие на площадке верхового рабочего устройства для его эвакуации при возникновении аварийной ситуации. Устройство расположено за пределами вышки и обеспечивает эвакуацию верхового рабочего за пределы внутривышечного пространства		
30.	Наличие в конструкции верхнего силового привода двух встроенных шаровых задвижек. Одна из задвижек оснащена дистанционным управлением с пульта		
31.	Наличие информационных табличек		

Все выявленные нарушения в обязательном порядке вносятся в «Карту регистрации нарушения».

Подрядчик \_\_\_\_\_

Инженер-супервайзер \_\_\_\_\_

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 42 из 79

Приложение № 2


**Чек-лист  
 проверки состояния противовыбросового оборудования**

Куст \_\_\_\_\_ Скважина \_\_\_\_\_ Месторождение \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_ Время \_\_\_\_\_


Подрядчик \_\_\_\_\_

Подрядчик по супервайзингу: \_\_\_\_\_

№ п/п	Требования	Оценка		Замечания
		Да	Нет	
1.	Наличие и соответствие инструкций по монтажу и эксплуатации ПВО применяемому оборудованию и технологиям			
2.	Наличие паспорта на колонную головку			
3.	Наличие согласованной схемы установки и обвязки ПВО, блоков глушения и дросселирования			
4.	Надежное крепление линий сброса от блоков глушения и дросселирования на специальных опорах (согласно схеме установки и обвязки)			
5.	Не допускается направление линий сброса от блоков глушения и дросселирования в сторону проезжих дорог, линий электропередач, котельных и производственных и бытовых сооружений			
6.	Свободные концы линий сброса имеют длину не более 1,5 м			
7.	Длина линий сброса от блоков глушения и дросселирования для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м <sup>3</sup> /т, газовых и разведочных скважин – не менее 100 м, для всех поисково-оценочных и разведочных скважин – не менее 50 м.			
8.	Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, не менее 100 м для всех категорий скважин			
9.	Верхний предел диапазона измерений манометров, установленных на блоках глушения и дросселирования, превышает на 30% давление совместной опрессовки обсадной колонны и ПВО.			
10.	Наличие паспортов на узлы и детали ПВО			
11.	Наличие акта опрессовки маслопроводов системы гидроуправления ПВО согласно инструкции по эксплуатации			

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 43 из 79


№ п/п	Требования	Оценка		Замечания
		Да	Нет	
12.	Наличие защиты маслопроводов системы гидроуправления ПВО от возможных повреждений			
13.	Наличие светильников напряжением 12 В			
14.	Табличка на задвижке перед дросселем с указанием допустимого давления на устье, допустимого давления для самого слабого интервала скважины, плотность раствора			
15.	Наличие комплекта шаровых кранов			
16.	Шаровые краны находятся в открытом состоянии			
17.	Наличие комплекта обратных клапанов с приспособлением для установки в открытом положении – 2 шт.			
18.	Наличие технических паспортов и сведений (актов) о дефектоскопии на шаровые краны и обратные клапана.			
19.	Наличие актов опрессовки на шаровые краны и обратные клапана			
20.	Ведение учета наработки кранов шаровых и обратных клапанов			
21.	Наличие акта опрессовки превентора вместе с крестовинами и коренными задвижками, манифольдом ПВО (блоки глушения и дросселирования) до установки на устье скважины			
22.	Акт опрессовки превенторной установки до конечных задвижек на давление опрессовки обсадной колонны после монтажа до разбуривания цементного стакана			
23.	Акт опрессовки выкидных линий после конечных задвижек с участием супервайзера и противofонтанной службы: 50 кг/см <sup>2</sup> (5 МПа) – для ПВО, рассчитанного на давление до 210 кг/см <sup>2</sup> (21 Мпа); 100 кг/см <sup>2</sup> (10 МПа) – для ПВО, рассчитанного на давление выше 210 кг/см <sup>2</sup> (21 Мпа)			
24.	Акт опрессовки превентора при замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье			
25.	Плашки превенторов, установленных на устье скважины, соответствуют диаметру бурильных труб			
26.	Соответствие специальной трубы (аварийной одиночки) требованиям ПБ в НГП			
27.	Акт опрессовки специальной трубы			

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 44 из 79

№ п/п	Требования	Оценка		Замечания
		Да	Нет	
28.	Схема противовыбросовой обвязки устья скважины включает фланцевую катушку, разъемную воронку и желоб			
29.	Реализация мероприятий по предупреждению ГНВП перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями			

Подрядчик \_\_\_\_\_


Инженер-супервайзер \_\_\_\_\_

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 45 из 79


Приложение № 3

### Пример раздела ПМЛА о первичных признаках ГНВП при выполнении различных технологических операций


№ п/п	ПРИЗНАКИ ГНВП	Выполняемая операция			
		бурение, проработка, промывка	спуск инструмента или обсадной колонны	подъем инструмента	геофизические и др. работы без циркуляции
1.	<b>Прямые признаки</b>				
1.1.	Повышение расхода (скорости) выходящего потока раствора из скважины, при неизменной подаче насосов	+	-	-	-
1.2.	Увеличение объема (уровня) раствора в приемных емкостях	+	+	+	+
1.3.	Повышение газосодержания в растворе более чем на 5%	+	+	-	-
1.4.	Уменьшение, против расчетного, объема раствора, израсходованного на долив затрубного пространства	-	-	+	+
1.5.	Увеличение, против расчетного, объема раствора, вытесняемого из скважины	-	+	-	-
1.6.	Движение бурового раствора из скважины при отсутствии циркуляции	+ при наращивании инструмента	+ при контрольной остановке	+ при контрольной остановке	+
2.	<b>Косвенные признаки</b>				
2.1.	Увеличение механической скорости бурения в 1,5 и больше раз	+	-	-	-
2.2.	Изменение давления при циркуляции раствора	+	-	-	-
2.3.	Изменение параметров циркулирующего или вытесняемого из скважины раствора	+	-	-	-
2.4.	Изменение крутящего момента на роторе, температуры циркулирующего раствора	+	-	-	-
2.5.	Увеличение температуры выходящей из скважины промывочной жидкости	+	-	-	-
2.6.	Появление серповидного (игольчатого) шлама на вибросита	+	-	-	-

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 46 из 79

№ п/п	ПРИЗНАКИ ГНВП	Выполняемая операция			
		бурение, проработка, промывка	спуск инструмента или обсадной колонны	подъем инструмента	геофизические и др. работы без циркуляции
2.7.	Увеличение веса на крюке буровой установки	+	+	+	+
2.8.	Снижение уровня столба промывочной жидкости при технологических остановках и простоях	+	+	+	+
3.	<b>Специальные требования</b>				
3.1.	С целью своевременного обнаружения ГНВП в процессе бурения необходимо постоянно контролировать технологические параметры и свойства промывочной жидкости.				
3.2.	Для своевременного обнаружения ГНВП по контролю уровня промывочной жидкости необходимо: изолировать приемную емкость, через которую ведется циркуляция; установить контроль за уровнем промывочной жидкости после возобновления циркуляции. Перераспределение объемов промывочной жидкости в приемных емкостях, переключение насосов, введение добавок в промывочную жидкость следует производить только с разрешения бурильщика, с извещением дежурного оператора станции ГТИ с корректировкой положения исходного уровня.				
3.3.	Для своевременного обнаружения притока по изменению газосодержания необходимо: установить величину фоновое содержание газа в ГВС промывочной жидкости до вскрытия флюидосодержащего пласта; регистировать увеличение газосодержания в ГВС промывочной жидкости и проводить анализ компонентного состава; зафиксировать момент превышения газосодержания в ГВС промывочной жидкости на 0,5 % выше фонового. Начать определение и регистрацию объемного содержания газа в промывочной жидкости; не менее чем за 24 часа до ожидаемого вскрытия флюидосодержащего пласта исключить использование добавок в промывочную жидкость, искажающих ее газопоказания.				
3.4.	В случае, когда: объем притока флюида не превышает допустимое значение необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом раствора из скважины в течение трех минут; прекращение движения промывочной жидкости в течение этого срока соответствует попаданию в область предупреждения ГНВП (установить причину увеличения притока), а продолжение перелива – в область ликвидации ГНВП; если превышен допустимый объем, то приток соответствует области ликвидации ГНВП; увеличение расхода на выходе из скважины от 10 % и более, необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом промывочной жидкости из скважины в течение трех минут; прекращение движения в течение этого срока свидетельствуют о попадании в область предупреждения ГНВП (установить причину), а продолжение перелива – в область ликвидации ГНВП; в случае, если увеличение расхода на выходе превышает 20 %, то приток соответствует области ликвидации ГНВП; газосодержание превышает фоновое менее чем на 5 %, необходимо остановить циркуляцию и наблюдать за выходом промывочной жидкости из скважины в течение трех минут; прекращение движения в течение этого срока соответствует области предупреждения ГНВП (установить причину), а продолжение перелива или превышение фонового газосодержания составляет более 5 %, то приток соответствует области ликвидации ГНВП; наблюдается появление комплекса косвенных признаков, сочетание которых может быть разным для различных регионов, свидетельствующих о вскрытии напорных горизонтов, необходимо остановить циркуляцию промывочной жидкости и усилить наблюдение за прямыми признаками.				

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 47 из 79


№ п/п	ПРИЗНАКИ ГНВП	Выполняемая операция			
		бурение, проработка, промывка	спуск инструмента или обсадной колонны	подъем инструмента	геофизические и др. работы без циркуляции
3.5.	<p>До начала вскрытия высоконапорного пласта следует провести контрольные замеры с использованием станции ГТИ:</p> <p>по доливу скважины при подъеме инструмента с составлением тарировочной таблицы, в которой сопоставляется длина поднятого инструмента и объем долитой промывочной жидкости (объем емкости для долива скважины должен на 20-30 % превышать объем промывочной жидкости, вытесняемой бурильным инструментом; емкость должна быть оборудована уровнемером);</p> <p>по объему вытесненной промывочной жидкости при спуске инструмента с составлением тарировочной таблицы, в которой сопоставляется длина спущенного инструмента и вытесненный объем, а при отсутствии тарировочных таблиц по данной скважине необходимо пользоваться расчетными таблицами.</p>				
3.6.	<p>При подъеме инструмента для своевременного обнаружения притока необходимо:</p> <p>зафиксировать величину уровня в емкости для долива перед началом подъема;</p> <p>после подъема количества свечей, определяемого ПСД, осуществить долив затрубного пространства до устья;</p> <p>постоянно контролировать количество поднятых свечей и объем долитой промывочной жидкости, сопоставлять его с тарировочной таблицей и данными станции ГТИ; при уменьшении объема долива по сравнению с расчетным необходимо остановить подъем и, при наличии перелива, немедленно приступить к ликвидации начавшегося ГНВП.</p>				
3.7.	<p>При спуске инструмента для своевременного обнаружения притока необходимо:</p> <p>зафиксировать величину уровня в изолированной приемной емкости перед началом спуска;</p> <p>после спуска количества свечей, определенного ПСД (обычно пять), зафиксировать уровень жидкости в приемной емкости;</p> <p>постоянно контролировать количество спущенных свечей и объем вытесненной из скважины промывочной жидкости, сопоставляя его с тарировочной таблицей и данными станции ГТИ; при увеличении объема в приемной емкости по сравнению с таблицей на 1 м принять меры по ликвидации ГНВП.</p>				
3.8.	<p>При простоях без циркуляции прямым признаком притока флюида в скважину является перелив и увеличение объема промывочной жидкости в приемной емкости.</p>				
3.9.	<p>Для своевременного обнаружения притока необходимо:</p> <p>установить контроль за движением промывочной жидкости в желобах;</p> <p>постоянно с использованием датчиков станции ГТИ контролировать и регистрировать величину уровня в приемной емкости, для чего зафиксировать величину уровня в изолированной приемной емкости после выключения насосов через три минуты или в начале простоя.</p>				
3.10.	<p>После остановки циркуляции промывочной жидкости проявление следует распознать по продолжающемуся незатухающему движению промывочной жидкости в желобной системе; движение со снижающейся скоростью во времени обусловлено влиянием сжимаемости и вязкоупругости промывочной жидкости.</p>				
3.11.	<p>При возникновении ситуации, когда уровень в скважине упал ниже уровня устья, необходимо доливать скважину до устья промывочной жидкостью (в т.ч. облегченной или водой) и контролировать движение промывочной жидкости в желобной системе; наличие перелива соответствует притоку флюида в скважину в области ликвидации ГНВП.</p>				

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 48 из 79


Приложение № 4

### Типовой план практических действий в составе ПМЛА


<b>ПРИ БУРЕНИИ, ПРОРАБОТКЕ ИЛИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИНЫ</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	<p>Подает звуковой сигнал тревоги «Выброс». Останавливает вращение ротора, поднимает бурильный инструмент до выхода муфты стальной бурильной трубы (диаметром, соответствующим диаметру плашек ППГ) на 1 метр выше ротора, дает команду на отключение насосов. Закрепляет тормоз буровой лебедки, оставляя бурильную колонну в подвешенном состоянии. Останавливает циркуляцию (не открывая ДЗУ). Со вспомогательного пульта управления ПВО открывает гидрозадвижку на линии дросселирования, закрывает ПУГ. В случае наличия утечек жидкости через ПУГ закрывает ППГ с трубными плашками. Дает команду на закрытие задвижки перед регулируемым дросселем. Снимает показание манометра контроля давления на стояке манифольда, показание веса бурильного инструмента на крюке. Устанавливает наблюдение за давлением в бурильных трубах и затрубном пространстве с записью в журнале каждые 10 минут. Закрывает КШ при росте давления в трубах до величин, опасных для обвязки буровых насосов, либо при выявлении негерметичности бурового манифольда. Не допускает рост давления в скважине выше допустимого (давления опрессовки колонны).</p>
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	<p>Останавливает насосы и поднимается на роторную площадку. Готовится к извлечению клиньев ПКР и роторных вкладышей. Извлекает роторные вкладыши или клинья ПКР. Проверяет наличие утечек жидкости в ПВО. Готовит к работе средства дегазации и утяжеления бурового раствора. При необходимости производит: наращивание объема бурового раствора; утяжеление бурового раствора; дегазацию бурового раствора.</p>
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	<p>Извлекает роторные вкладыши или клинья ПКР. Направляется в блок дросселирования и по команде бурильщика закрывает задвижку перед регулируемым дросселем. Снимает показание манометра контроля давления в затрубном пространстве. Через каждые 10 минут докладывает бурильщику о величине давления в блоке дросселирования, состоянии манифольда ПВО и блока дросселирования. Поддерживает требуемое давление на забое с помощью регулирования дросселем. При закрытии ППГ штурвалом докрепляет и фиксирует плашки ручными штурвалами. Проверяет наличие утечек жидкости во фланцевых соединениях линии дросселирования.</p>
<b>Действия 3-го помощника бурильщика</b>	<p>Останавливает оборудование системы очистки бурового раствора и поднимается на роторную площадку. Извлекает роторные вкладыши или клинья ПКР. При закрытии ППГ штурвалом докрепляет и фиксирует плашки. Извещает об ГНВП бурового мастера, возвращается к бурильщику. Наблюдает за устьем скважины, проверяет наличие образования грифонов на устье скважины. Готовит к работе средства дегазации и утяжеления бурового раствора. При необходимости производит: наращивание объема бурового раствора; утяжеление бурового раствора; дегазацию бурового раствора.</p>

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 49 из 79

<b>Слесарь обслуживания буровых, электромонтер обслуживания буровых, машинист буровых установок</b>	<p>Приходят со своих рабочих мест к бурильщику. Проверяют исправность основного пульта управления ПВО. Обеспечивают работоспособность оборудования по дегазации и утяжелению бурового раствора по механической и электрической части. Контролируют работу основного пульта управления ПВО. Контролируют работу механического и электрического оборудования буровой установки.</p>
<b>ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПО</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	<p>Дает команду «Выброс». Прекращает СПО, устанавливает замок бурильной трубы над ротором на высоте не менее 1 м, наворачивает специальную бурильную трубу с навернутым шаровым краном в открытом положении. Фиксирует тормоз. Открывает гидроуправляемую задвижку на линии дросселирования. Закрывает верхний плащечный превентор (если инструмент в обсадной колонне) или ПУГ (при нахождении инструмента в открытом стволе). Наворачивает на бурильную трубу промывочную головку с краном высокого давления (или квадрат). Закрывает дроссель. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. Дальнейшие действия по указанию руководства.</p>
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс» вместе со 2-м помощником бурильщика наворачивает кран шаровой (КШ) в открытом состоянии, закрывает КШ, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. Далее совместно с мотористом ЦА-320 приступает к соединению задавочной линии с КШ, опрессовывает линию. Закрывает КШ при росте давления в трубах до величин, опасных для обвязки буровых насосов, либо при выявлении негерметичности бурового манифольда. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс» проверяет открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), вместе с 1-м помощником бурильщика наворачивает кран шаровой (КШ) в открытом состоянии, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. После докрепления (фиксации) трубных плашек ПВО закрыть затрубную задвижку.</p> <p>При невозможности закрытия трубных плашек ПВО с основного пульта использовать дистанционный пульт управления плашками ПВО:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>рукоятку распределителя перевести в положение «ПУЛЬТ ВКЛЮЧЕН»;</li> <li>рукоятку привода трубных плашек в положение «ЗАКРЫТО».</li> </ul> <p>Далее закрывает задвижку на крестовине (факельный отвод). Получив команду от бурильщика, сообщает о возникновении ГНВП мастеру бригады КРС. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Действия машиниста подъемника</b>	<p>При получении команды «Выброс» помогает помощникам бурильщика навернуть кран шаровой в открытом состоянии, фиксировать закрытие трубных плашек ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 50 из 79

<b>Примечание</b>	<p>Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику. При СПО факельный отвод на затрубном пространстве должен быть открытым.</p>
<b>ПРИ ФРЕЗЕРОВАНИИ, РАЗБУРИВАНИИ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК, ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	<p>Дает команду «Выброс». Если ведущая труба в скважине, поднимает ее на всю длину, чтобы замковое соединение находилось на расстоянии 20-50 мм от нижнего торца элеватора до ротора (спайдера), фиксирует тормоз. Дает команду 2-му помощнику бурильщика проверить открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), 1-му помощнику бурильщика закрыть КШ. Контролирует закрытие КШ. С основного пульта закрывает трубные ПВО. Контролирует фиксацию закрытия трубных плашек ПВО механическим приводом. Направляет 2-го помощника бурильщика сообщить о ГНВП мастеру бригады КРС. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3-4 кгс\см<sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководства.</p>
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс». После того, как поднимут ведущую трубу, закрывает КШ, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. Вместе с 2-м помощником бурильщика подставляет под муфту трубы элеватор (спайдер). Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс». Проверяет открытие задвижки на крестовине (факельный отвод). Направляется к отбойному щиту при помощи механического привода, производит фиксацию трубных плашек ПВО. При невозможности закрытия трубных плашек ПВО с основного пульта использовать дистанционный пульт управления плашками ПВО:  рукоятку распределителя перевести в положение «ПУЛЬТ ВКЛЮЧЕН»;  рукоятку привода трубных плашек в положение «ЗАКРЫТО».  Вместе с 1-м помощником бурильщика подставляет под муфту трубы элеватор (спайдер). Закрывает задвижку на крестовине (факельный отвод). Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Действия машиниста подъемника</b>	<p>При получении команды «Выброс» помогает помощникам бурильщика фиксировать закрытие трубных плашек ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Примечание</b>	<p>Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику. При фрезеровании, разбурировании песчаных пробок, цементных мостов факельный отвод на затрубном пространстве должен быть открытым.</p>

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 51 из 79

<b>ПРИ НАРАЩИВАНИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ: А) ПРИ ОТВОРОТЕ ВЕДУЩЕЙ ТРУБЫ</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	<p>Дает команду «Выброс». Командует помощникам бурильщика проверить открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), повернуть ведущую трубу. После того как ведущая труба повернута, дает команду 1-му помощнику бурильщику закрыть КШ. Приподнимает инструмент на высоту 20–50 мм, от нижнего торца муфты до ротора (спайдера), фиксирует тормоз и дает команду закрыть КШ. Контролирует закрытие КШ. С основного пульта закрывает трубные плашки ПВО. Контролирует фиксацию закрытия трубных плашек ПВО механическим приводом. Направляет 2-го помощника бурильщика сообщить о ГНВП мастеру бригады КРС. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3–4 кгс\см<sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководств.</p>
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс». Вместе со 2-м помощником бурильщика наворачивает ведущую трубу. Закрывает КШ, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. Вместе со 2-м помощником бурильщика подставляет под муфту трубы элеватор (спайдер). Дальнейшие действия по указанию бурильщик.</p>
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс». Проверяет открытие задвижки на крестовине (факельный отвод). Вместе с 1-м помощником бурильщика наворачивает ведущую трубу. Направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. При невозможности закрытия трубных плашек ПВО с основного пульта использовать дистанционный пульт управления плашками ПВО:  рукоятку распределителя перевести в положение «ПУЛЬТ ВКЛЮЧЕН»;  рукоятку привода трубных плашек в положение «ЗАКРЫТО». После докрепления (фиксации) трубных плашек ПВО закрыть затрубную задвижку. Вместе с 1-м помощником бурильщика подставляет под муфту трубы элеватор, спайдер или клинья ротора. Закрывает задвижку на крестовине факельного отвода. Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщик.</p>
<b>Действия машиниста подъемника</b>	<p>При получении команды «Выброс» помогает помощникам бурильщика повернуть ведущую трубу, фиксировать закрытие трубных плашек ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщик.</p>
<b>Примечание</b>	<p>Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику.  При наращивании в процессе бурения факельный отвод на затрубном пространстве должен быть открытым.</p>

**ПРИ НАРАЩИВАНИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ:**

**Б) ПРИ НАВОРОТЕ БТ**


<p><b>Действия бурильщика</b></p>	<p>Дает команду «Выброс». Фиксирует тормоз, оставляя трубу с элеватором на расстоянии 20-50 мм, от нижнего торца муфты до ротора (спайдера), и дает команду помощникам бурильщика проверить открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), навернуть кран шаровой (КШ) в открытом состоянии. Контролирует закрытие КШ. С основного пульта закрывает трубные плашки ПВО. Контролирует фиксацию закрытия трубных плашек ПВО механическим приводом. Дает команду 2-му помощнику бурильщика сообщить о ГНВП мастеру бригады КРС, 1-му помощнику бурильщика подсоединить нагнетательную линию к КШ и спрессовать ее. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3–4 кгс/см<sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководства.</p>
<p><b>Действия 1-го помощника бурильщика</b></p>	<p>При получении команды «Выброс» вместе со 2-м помощником бурильщика наворачивает кран шаровой (КШ) в открытом состоянии, закрывает КШ, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. После докрепления (фиксации) трубных плашек ПВО закрыть затрубную задвижку. При невозможности закрытия трубных плашек ПВО с основного пульта использовать дистанционный пульт управления плашками ПВО: рукоятку распределителя перевести в положение «ПУЛЬТ ВКЛЮЧЕН»; рукоятку привода трубных плашек в положение «ЗАКРЫТО». Далее, совместно с машинистом ЦА-320 приступает к соединению задавочной линии с КШ, опрессовывает линию. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<p><b>Действия 2-го помощника бурильщика</b></p>	<p>При получении команды «Выброс» проверяет открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), вместе с 1-м помощником бурильщика наворачивает кран шаровой (КШ) в открытом состоянии, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. Закрывает задвижку на крестовине (факельного отвода). Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<p><b>Действия машиниста подъемника</b></p>	<p>При получении команды «Выброс» помогает помощникам бурильщика навернуть кран шаровой в открытом состоянии, фиксировать закрытие трубных плашек ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<p><b>Примечание</b></p>	<p>Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику. При наращивании в процессе бурения факельный отвод на затрубном пространстве должен быть открытым.</p>

**ПРИ ОТСУТСТВИИ ИНСТРУМЕНТА В СКВАЖИНЕ:  
А) ЕСЛИ УСТЬЕ ОБОРУДОВАНО ПЛАНШАЙБОЙ С ЗАДВИЖКОЙ**


<b>Действия бурильщика</b>	Дает команду «Выброс». Командует помощникам бурильщика, закрыть коренную задвижку. Контролирует закрытие. Направляет 2-го помощника бурильщика сообщить о возникновении ГНВП мастеру бригады КРС. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3–4 кгс\см <sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководства.
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	При получении команды «Выброс» закрывает коренную задвижку вместе со 2-м помощником бурильщика. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	При получении команды «Выброс» закрывает коренную задвижку вместе с 1-м помощником бурильщика. Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.
<b>Действия машиниста подъемника</b>	Действия по указанию бурильщика.
<b>Примечание</b>	Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику.

**ПРИ ОТСУТСТВИИ ИНСТРУМЕНТА В СКВАЖИНЕ:  
Б) ЕСЛИ УСТЬЕ ОБОРУДОВАНО ПВО**


<b>Действия бурильщика</b>	Дает команду «Выброс». Командует помощникам бурильщика проверить открытие задвижки на крестовине (факельный отвод). С основного пульта закрывает глухие плашки ПВО. Контролирует фиксацию закрытия глухих плашек ПВО механическим приводом. Дает команду 2-му помощнику бурильщика сообщить о ГНВП мастеру бригады КРС. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3–4 кгс\см <sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководства.
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	При получении команды «Выброс» направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия глухих плашек ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	При получении команды «Выброс» проверяет открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия глухих плашек ПВО. После докрепления (фиксации) глухих плашек ПВО закрыть затрубную задвижку. При невозможности закрытия глухих плашек ПВО с основного пульта использовать дистанционный пульт управления плашками ПВО:

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 54 из 79


	<p>рукоятку распределителя перевести в положение «ПУЛЬТ ВКЛЮЧЕН»; рукоятку привода глухих плашек в положение «ЗАКРЫТО».</p> <p>Закрывает задвижку на крестовине (факельного отвода). Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщика</p>
<b>Действия машиниста подъемника</b>	Действия по указанию бурильщика
<b>Примечание</b>	<p>Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику.</p> <p>При отсутствии инструмента в скважине факельный отвод на затрубном пространстве должен быть открытым.</p>
<b>ПРИ ПРИХВАТЕ ИНСТРУМЕНТА – ВЕДУЩАЯ ТРУБА НАХОДИТСЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ТРУБНЫХ ПЛАШЕК ПРЕВЕНТОРА:</b> <b>А) ПРИ ОТВОРОТЕ ОТВЕРНУЛАСЬ ОДНА ВЕДУЩАЯ ТРУБА</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	<p>Дает команду «Выброс». Разгружает инструмент и дает команду на отворот ведущей трубы. Извлекает ведущую трубу, руководит спуском двух муфтового патрубка, оставляя его с элеватором на расстоянии 20–50 мм, от нижнего торца верхней муфты до ротора (спайдера), фиксирует тормоз. Дает команду помощникам бурильщика проверить открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), наверхнуть кран шаровой (КШ) в открытом состоянии. Контролирует закрытие КШ. С основного пульта закрывает трубные плашки ПВО. Контролирует фиксацию закрытия трубных плашек ПВО механическим приводом. Дает команду 2-му помощнику бурильщика сообщить о ГНВП мастеру бригады КРС. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3–4 кгс/см<sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководства.</p>
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс». Участвует в отвороте ведущей трубы и спуске двухмуфтового патрубка. Вместе со 2-ым помощником бурильщика наворачивает кран шаровой (КШ) в открытом состоянии, закрывает КШ, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. После докрепления (фиксации) трубных плашек ПВО закрыть затрубную задвижку. При невозможности закрытия трубных плашек ПВО с основного пульта использовать дистанционный пульт управления плашками ПВО:</p> <p style="padding-left: 40px;">рукоятку распределителя перевести в положение «ПУЛЬТ ВКЛЮЧЕН»; рукоятку привода трубных плашек в положение «ЗАКРЫТО».</p> <p>Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс» проверяет открытие задвижки на крестовине (факельный отвод). Участвует в отвороте ведущей трубы и спуске двухмуфтового патрубка. Вместе с 1-м помощником бурильщика наворачивает кран шаровой (КШ) в открытом состоянии, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных</p>

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 55 из 79


	<p>плашек ПВО. Закрывает задвижку на крестовине факельного отвода. Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Действия машиниста подъемника</b>	<p>При получении команды «Выброс» помогает помощникам бурильщика наворачивать кран шаровой (КШ) в открытом состоянии, фиксировать закрытие трубных плашек ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Примечание</b>	<p>Факельный отвод на затрубном пространстве должен быть открытым. Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику.</p>
<b>ПРИ ПРИХВАТЕ ИНСТРУМЕНТА – ВЕДУЩАЯ ТРУБА НАХОДИТСЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ТРУБНЫХ ПЛАШЕК ПРЕВЕНТОРА:</b> <b>Б) ПРИ ОТВОРОТЕ ОТВЕРНУЛАСЬ ВЕДУЩАЯ ТРУБА С БТ</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	<p>Дает команду «Выброс». Разгружает инструмент и дает команду на отворот ведущей трубы. Поднимает ее на всю длину, чтобы замковое соединение находилось на расстоянии 20–50 мм от нижнего торца элеватора до ротора (спайдера), фиксирует тормоз. Дает команду помощникам бурильщика проверить открытие задвижки на крестовине (факельный отвод), закрыть КШ. Контролирует закрытие КШ. С основного пульта закрывает трубные плашки ПВО. Контролирует фиксацию закрытия трубных плашек ПВО механическим приводом. Дает команду 2-му помощнику бурильщика сообщить о ГНВП мастеру бригады КРС. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80 % давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3–4 кгс/см<sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководства.</p>
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс». Участвует в отвороте ведущей трубы. После того как поднимут ведущую трубу, закрывает КШ, направляется к отбойному щиту, при помощи механического привода производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. Вместе с 2-м помощником бурильщика подставляет под муфту трубы элеватор (спайдер). Закрывает КШ при росте давления в трубах до величин, опасных для обвязки буровых насосов, либо при выявлении негерметичности бурового манифольда. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.</p>
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	<p>При получении команды «Выброс» проверяет открытие задвижки на крестовине (факельный отвод). Участвует в отвороте ведущей трубы. Направляется к отбойному щиту при помощи механического привода, производит фиксацию закрытия трубных плашек ПВО. После докрепления (фиксации) трубных плашек ПВО закрыть затрубную задвижку. При невозможности закрытия трубных плашек ПВО с основного пульта использовать дистанционный пульт управления плашками ПВО:          рукоятку распределителя перевести в положение «ПУЛЬТ ВКЛЮЧЕН»;          рукоятку привода трубных плашек в положение «ЗАКРЫТО».          Закрывает задвижку на крестовине (факельного отвода). Вместе с 1-м помощником бурильщика подставляет под муфту трубы элеватор (спайдер).</p>

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 56 из 79

	Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.
<b>Действия машиниста подъемника</b>	При получении команды «Выброс» помогает помощникам бурильщика фиксировать закрытие трубных плашек ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.
<b>Примечание</b>	Факельный отвод на затрубном пространстве должен быть открытым. Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику.
<b>ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТАХ: УСТЬЕ ОБОРУДОВАНО ПВО, В СКВАЖИНЕ КАБЕЛЬ</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	Дает команду «Выброс». Дает команду работникам геофизической партии на подъем прибора из скважины. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования и закрывает ПУГ со вспомогательного ПУ ПВО. При невозможности подъема прибора дает команду на рубку кабеля и закрывает глухие плашки ППГ. Дает команду на закрытие задвижки перед регулируемым дросселем. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования.
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	Готовит приспособление для рубки кабеля. По команде бурильщика обрубаёт кабель. Направляется в блок дросселирования и закрывает задвижку перед регулируемым дросселем. Через каждые 5 мин докладывает бурильщику о величине давления на блоке дросселирования, состоянии манифольда ПВО и блока дросселирования. Поддерживает требуемое давление на забое с помощью регулирования дросселя.
<b>Действия 2-го помощником бурильщика</b>	Готовит к работе средства дегазации и утяжеления бурового раствора. Опробует в работе средства дегазации и утяжеления бурового раствора. При необходимости производят наращивание объема и утяжеления бурового раствора.
<b>Действия машиниста подъемника</b>	Проверяют исправность основного пульта управления ПВО. Докладывают бурильщику. Контролируют работу основного пульта управления ПВО. Контролируют работу механического и электрического оборудования буровой установки.
<b>Примечание</b>	Первый заметивший ГНВП сообщает об этом бурильщику и начальнику геофизической партии. Работники геофизической партии извлекают кабель на повышенной скорости.
<b>ПРИ ОТКРЫТОМ ФОНТАНЕ БЕЗ ВОЗГОРАНИЯ (СОГЛАСНО ПМЛА)</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	Руководит работами по недопущению возгорания, выводит людей из опасной зоны, лично проверяет наличие людей и состояние здоровья работников бригады, дает команду бригаде на создание обваловки в безопасной зоне для предотвращения растекания нефтепродуктов. Командует помощникам бурильщика выставить запрещающие знаки и посты охраны. Дальнейшие работы вести согласно плану, утвержденному штабом по ликвидации аварии.
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	По команде бурильщика участвует в глушении всех двигателей внутреннего сгорания и тушении открытого огня, выставляет на дороге предупреждающие знаки «Движение запрещено».

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	<b>Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов...</b> <b>ИО-3.4-01</b>	
	Редакция 1	Страница 57 из 79

<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	По команде бурильщика, поддерживает постоянную связь с диспетчерской ПДС.
<b>Действия машиниста подъемника</b>	По команде бурильщика участвует в глушении всех двигателей внутреннего сгорания и тушении открытого огня, выставляет на дороге предупредительные знаки «Движение запрещено».
<b>ПРИ ОТКРЫТОМ ФОНТАНЕ С ВОЗГОРАНИЕМ (СОГЛАСНО ПМЛА)</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	Принимает меры по выводу всех людей из зоны огня. Пострадавшим оказывает первую помощь. Сообщает по радиии в диспетчерскую ПДС ООО «Севернефтегазпром» и в ЦИТС своего предприятия об открытом фонтане с возгоранием. Командует помощникам бурильщика выставить запрещающие знаки и посты охраны. Дальнейшие работы вести согласно плану, утвержденному штабом по ликвидации аварии.
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	Оказывает первую помощь пострадавшим, выставляет на дороге предупреждающие знаки «Движение запрещено».
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	Оказывает первую помощь пострадавшим, выставляет на дороге предупреждающие знаки «Движение запрещено». По команде бурильщика, поддерживает постоянную связь с диспетчерской ПДС.
<b>Действия машиниста подъемника</b>	Оказывает первую помощь пострадавшим, выставляет на дороге предупреждающие знаки «Движение запрещено».
<b>ДЕЙСТВИЯ ВАХТЫ БРИГАДЫ КРС (КОЙЛТЮБИНГОВАЯ УСТАНОВКА)</b>	
<b>Действия бурильщика</b>	Дает команду «Выброс». Прекращает СПО, закрывает спайдерные (удерживающие) плашки, закрывает трубные плашки. Дает команду помощникам бурильщика докрепить превентор вручную. Контролирует закрытие превентора. При невозможности поменять уплотнитель герметизатора на устье или при появлении пропусков и не возможности их устранения, дает команду 2-му помощнику бурильщика сообщить о ГНВП мастеру бригады КРС. Руководит подготовительно-заключительными работами к глушению. Следит за давлением в скважине, не допускает его роста выше допустимого (80% давления опрессовки эксплуатационной колонны), фиксирует его записью в журнал. При превышении давления выше допустимого, появлении пропусков и невозможности их устранения производит стравливание газовой шапки через затрубное пространство с интенсивностью 3–4 кгс/см <sup>2</sup> в минуту до появления промывочной жидкости. Дальнейшие действия по указанию руководства.
<b>Действия 1-го помощника бурильщика</b>	При получении команды «Выброс» вместе со 2-м помощником бурильщика докрепляет ПВО вручную. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.
<b>Действия 2-го помощника бурильщика</b>	При получении команды «Выброс» вместе с 1-м помощником бурильщика докрепляет ПВО вручную. Получив команду от бурильщика, направляется к мастеру бригады КРС и сообщает о возникновении ГНВП. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 58 из 79


<b>Действия машиниста подъемника</b>	При получении команды «Выброс» помогает помощникам бурильщика докрепить ПВО. Дальнейшие действия по указанию бурильщика.
--	--

**Форма журнала проведения учебных тревог**

Дата	Состав вахты (Ф.И.О.)	Должность	Технологический процесс на объекте к моменту учебной тревоги	Тема вводной учебной тревоги	Результат анализа учебной тревоги, общая оценка (удовлетворительно/неудовлетворительно)	Время, затраченное на герметизацию устья скважины (мин)	Подпись проводившего тревогу	Подписи членов вахты (смены)

**Требования к ведению документа:**


1. Журнал должен вестись на бумажном носителе, должен быть прошнурован, пронумерован и скреплен подписью руководитель работ подрядной организации.
2. Журнал проведения учебных тревог заполняется руководителем работ подрядной организации после проведения учебных тревог и их анализа.
3. Место хранения журнала – на объекте проведения работ (ответственных за хранение – руководитель работ подрядной организации)
4. Срок хранения журнала – до завершения работ.

 <p>севернефтегазпром ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</p>	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 60 из 79

Приложение № 6

### Фонтаноопасные работы при бурении и реконструкции скважин и факторы фонтаноопасности


№ п/п	Фонтаноопасные работы	Факторы фонтаноопасности
1.	Механическое бурение	<p>Неполнота информации о разрезе. Недостоверность данных по величине пластового давления по всему разрезу скважины. Насыщение бурового раствора породой и пластовым флюидом. Открытие поглощения промывочной жидкости. Риск попадания в ствол ранее пробуренной скважины.</p>
2.	СПО, разборка и сборка компоновки	<p>Снижение уровня промывочной жидкости в скважине. Поглощение промывочной жидкости при СПО. Увеличение времени герметизации при работе с КНБК. Поршневание.</p>
3.	Промывка ствола скважины	<p>Несоответствие параметров промывочной жидкости проектным значениям. Недостаточная очистка и дегазация промывочной жидкости. Нарушение режимов промывки и времени необходимой циркуляции (менее 1 цикла).</p>
4.	Проработка ствола скважины	<p>Несоответствие режима проработки проекту. Резкий запуск циркуляции после очередного наращивания.</p>
5.	Спуск, подъем и цементирование обсадных колонн	<p>Снижение уровня бурового раствора. Возможность поглощения.</p>
6.	Перфорация обсадных колонн	Гидродинамические колебания в скважине
7.	Геофизические исследования в открытом стволе скважины	Длительность простоя скважины без промывки
8.	Установка нефтяных и других жидкостных ванн	<p>Поступление флюида при установке, времени реакции, и удалению установленной ванны. Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины.</p>

 <p>севернефтегазпром ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</p>	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 61 из 79

Приложение № 7

### Фонтаноопасные работы при ТКРС и факторы фонтаноопасности

№ п/п	Фонтаноопасные работы	Факторы фонтаноопасности
1.	Глушение скважин	<p>Неправильный выбор жидкости глушения. Неправильный выбор режима проведения глушения. Недостаточный объем жидкости глушения. Недостоверность данных по величине пластового давления. Несоответствующая длительность технологического отстоя. Отсутствие контроля качества жидкости глушения и параметров проведения процесса глушения.</p>
2.	Разборка и демонтаж ФА	Разгерметизация скважины
3.	Монтаж (демонтаж) ПВО	Проведение работ с открытым устьем
4.	Опрессовка ПВО	Возможность поглощения
5.	Снятие подвески насосно-компрессорных труб и срыв пакера	<p>Проведение работ с открытым устьем. Гидродинамические колебания в скважине</p>
6.	ГИС технического состояния эксплуатационной колонны	Длительность простоя скважины без промывки
7.	СПО компоновки, подземного оборудования, насосно-компрессорных труб, бурильного инструмента	<p>Снижение уровня скважинной жидкости. Возможность поглощения.</p>
8.	Ликвидация инцидентов с подземным оборудованием (обуривание, установка жидкостных ванн)	<p>Поступление флюида при промывке. Гидродинамические колебания в скважине. Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины (кислота и др.)</p>
9.	ПВР в скважине	Гидродинамические колебания в скважине
10.	Гидроразрыв пласта в скважине	Возможность поглощения. Поршневание.
11.	Промывка (растепление) пробок: парафиновых, песчаных, гидратных и других отложений	Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины.
12.	Обработка призабойной зоны	Снижение давления на пласт из-за пониженной плотности жидкости обработки скважины (кислота и др.)
13.	Установка и разбуривание цементных мостов	Возможность поглощения.
14.	Вызов притока, отработка и исследование скважины	Гидродинамические колебания в скважине.

	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 62 из 79

Приложение № 8

## Методы глушения скважины

### 1. Требования к подходу.

1.1. Основным принципом при глушении скважин, в большинстве случаев, является поддержание постоянного минимального противодействия на проявляющий пласт и замещение жидкости на более тяжелую, обеспечивающую необходимое гидростатическое давление при атмосферном давлении на устье скважины.

1.2. Для эффективного осуществления работ по управлению скважиной при ликвидации ГНВП необходимо правильно выбрать способ глушения скважины. Выбор способа глушения зависит от многих факторов, включая:

- возможности буровой установки;
- квалификацию персонала, находящегося на буровой установке;
- наличие необходимого объема утяжеленного бурового раствора;
- состояние колонны, ПВО и ствола скважины;
- характер и интенсивность проявления.

### 2. Метод «Бурильщика».

2.1. Перед использованием метода «Бурильщика» необходимо подтвердить, что открытые пласты и колонна могут выдержать более высокое давление, которое может развиваться во время первой циркуляции.

2.2. Этот метод называется так потому, что им может пользоваться персонал, незнакомый с особо сложными операциями по управлению скважиной. Метод «Бурильщика» не универсален, но применим во многих ситуациях.

2.3. Глушение скважины по методу «Бурильщика» осуществляется в два этапа (две циркуляции). Первоочередная цель при реализации метода заключается в поддержании забойного давления не ниже пластового на протяжении всей процедуры вымыва притока и глушения скважины. Это позволяет значительно снизить риск поступления дополнительного притока в ствол скважины. Кроме того, не допускается рост давлений, которые способны привести к гидроразрыву пласта, поглощению раствора или выводу из строя внутрискважинного и устьевого оборудования.

2.3.1. На первом этапе (циркуляции) из скважины вымывают приток, используя имеющийся в системе буровой раствор и прилагая обратное давление на забой, превосходящее давление на забое.

2.3.2. На втором этапе осуществляется замещение исходной промывочной жидкости жидкостью глушения с расчетной плотностью.

#### 2.4. Этап первый (первая циркуляция) метода «Бурильщика»:

2.4.1. Проверить все наземное противовыбросовое оборудование и убедиться, что нигде нет течи.

2.4.2. В то время, пока бурильщик выводит буровой насос на скорость глушения, оператор на дросселе регулирует дроссель, чтобы удержать давление в

кольцевом пространстве на величине давления в кольцевом пространстве после закрытия (или около того). Данная процедура является наиболее ответственной, так как любое неверное действие может привести к значительному изменению забойного давления и, как следствие, к существенным осложнениям.

2.4.3. Как только буровой насос выведен на скорость глушения, оператор на дросселе должен переключить внимание на манометр давления в бурильной колонне и регулировать дроссель, чтобы удерживать начальное давление циркуляции на манометре в бурильной колонне.

2.4.4. На первом этапе циркуляции поддерживается постоянное давление в бурильной колонне (начальное давление циркуляции), величина избыточного давления в бурильной колонне определяется согласно следующему выражению:

$$P_{нач} = P_{ибк} + P_{гс},$$

где:

**P<sub>ибк</sub>** – давление в бурильной колонне при герметизации устья скважины (МПа);

**P<sub>гс</sub>** – гидравлические сопротивления при малой скорости циркуляции промывочной жидкости (МПа).

2.4.5. Величина **P<sub>гс</sub>** соответствует замеренным гидравлическим сопротивлениям перед вскрытием продуктивной толщи при производительности буровых насосов буровой установки на уровне 30–50% от производительности при бурении. Данные о гидравлических сопротивлениях при малой скорости циркуляции промывочной жидкости заносятся в таблицу 1.

Таблица 1 Давление при пониженной подаче буровых насосов

	Показания 1-го бурового насоса		Показания 2-го бурового насоса	
	( ) ходов в минуту	( ) ходов в минуту	( ) ходов в минуту	( ) ходов в минуту
P <sub>гс</sub> , МПа				


2.4.6. Пока проходит первый этап (циркуляции) по методу «Бурильщика» приготавливается плотность жидкости глушения, которая определяется согласно следующему выражению:

$$\rho_{жг} = \rho_{пр} + P_{ибк} / (g * H_{верт}),$$

где:

**ρ<sub>пр</sub>** – плотность промывочной жидкости в скважине (кг/м<sup>3</sup>);

**P<sub>ибк</sub>** – давление в бурильной колонне при герметизации устья

	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 64 из 79

скважины (МПа);

**g** – показатель ускорения при свободном падении;

**Нверт** – глубина скважины по вертикали (м).

*Примечание: данная плотность раствора глушения балансирует пластовое давление. Это самая минимальная плотность раствора, с помощью которой скважину можно заглушить.*

2.4.7. Количество ходов бурового насоса  $N$ , необходимое для совершения полного цикла циркуляции соответствует сумме ходов бурового насоса для заполнения буровой колонны ( $N_{бк}$ ) и кольцевого пространства ( $N_{кп}$ ) скважины:

$$N_{бк} = 0,785 * \Sigma(\varnothing_{вн2} * l_{сек}) / V_n,$$

где:

**$\varnothing_{вн}$**  – внутренний диаметр одноразмерной секции буровой колонны (м);

**$l_{сек}$**  – длина секции буровой колонны с постоянным диаметром  $\varnothing_{вн}$  (м);

**$V_n$**  – объем промывочной жидкости, вытесняемый буровым насосом, за один ход плунжера (поршня) (м<sup>3</sup>).

2.4.8. Количество ходов для заполнения кольцевого пространства находят следующим образом:

$$N_{кп} = 0,785 * \Sigma(\varnothing_{нок2} - \varnothing_{нар2}) * l_{сек} / V_n,$$

где:

**$\varnothing_{нок}$**  – наружный диаметр обсадной колонны или открытого (необсаженного) ствола скважины (м);

**$\varnothing_{нар}$**  – наружный диаметр одноразмерной секции буровой колонны (м);

**$l_{сек}$**  – длина секции буровой колонны с постоянным диаметром  $\varnothing_{вн}$  (м);

**$V_n$**  – объем промывочной жидкости, вытесняемый буровым насосом, за один ход плунжера (поршня) (м<sup>3</sup>).

2.4.9. После совершения необходимого для заполнения кольцевого пространства количества ходов буровым насосом и выхода поступившего флюида на устье скважины через управляемый дроссель, необходимо остановить процесс первого этапа (циркуляции) и, закрыв устья скважины, снять показания на индикаторах давления в буровой колонне и кольцевом пространстве. В случае, если избыточное давление в буровых трубах и избыточное давление в кольцевом пространстве равны и не увеличиваются с течением времени, а также индикатор объема промывочной жидкости в приемной емкости указывает на отсутствие флюида в скважине, можно приступать к реализации второго этапа глушения скважины по методу «Бурильщика».

*Примечание: если давление в кольцевом пространстве выше, чем в трубах, это может говорить о том, что приток не был полностью удален или же в процессе циркуляции*

был получен дополнительный приток. В таком случае следует повторить процедуру заново.

2.4.10. На рисунке 1 представлена иллюстрация изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования первого этапа (циркуляции) методом «Бурильщика».

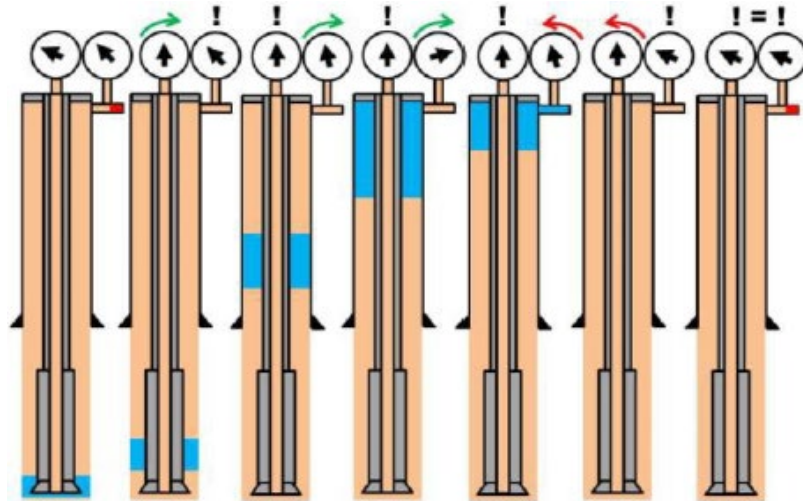



Рисунок 1. Иллюстрация изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования первого этапа (циркуляции) метод «Бурильщика»

2.4.11. На рисунке 2 представлен график изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования первого этапа (циркуляции) методом «Бурильщика».



Рисунок 2. График изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования первого этапа (циркуляции) методом «Бурильщика»

	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 66 из 79

2.5. Этап второй (вторая циркуляция) метода «Бурильщика»:

2.5.1. После успешного вымывания притока (флюид) из скважины вторым этапом необходимо заменить имеющийся в скважине буровой раствор на раствор глушения и восстановить первичный контроль скважины.

2.5.2. Второй этап глушения необходимо разделить на две стадии, в первой стадии осуществляется заполнение жидкостью глушения бурильной колонны от устья скважины до долота (забой), во второй стадии осуществляется заполнение кольцевого пространства от долота (забой) до устья скважины.

2.5.3. Подсоединить линию бурового насоса к емкости с раствором глушения.

2.5.4. В то время, пока бурильщик выводит буровой насос на скорость глушения, оператор на дросселе должен регулировать дроссель таким образом, чтобы удерживать постоянное давление в кольцевом пространстве на том же показателе, который давал манометр после закрытия скважины на первом этапе (циркуляции).

*Примечание: изменение давлений в бурильной колонне и кольцевом пространстве при изменении величины открытия (закрытия) гидравлического управляемого дросселя происходит спустя некоторое время, приближенно скорость реакции составляет от 1,5 до 2,5 сек. на 1000 м длины скважины.*

2.5.5. Когда происходит заполнение бурильной колонны раствором глушения, существует два способа удержать постоянное давление на забое – удерживать постоянное давление в кольцевом пространстве или следовать графику давлений в бурильной колонне с начального до конечного давления циркуляции.

*Примечание: при глушении сильно отклоняющихся горизонтальных скважин, или вертикальных скважин с конической обсадной колонной рекомендуется удерживать постоянное давление в обсадной колонне.*

2.5.6. В процессе второй стадии метода «Бурильщика», когда раствор глушения достиг забоя и продолжает поступать в кольцевое пространство, необходимо поддерживать конечное давление циркуляции, расчет конечного давления циркуляции осуществляется по формуле:

$$P_{\text{кон}} = P_{\text{гс}} * (\rho_{\text{жг}}/\rho_{\text{ррр}}),$$

где:

**$P_{\text{гс}}$**  – гидравлические сопротивления при малой скорости циркуляции промывочной жидкости (МПа);

**$\rho_{\text{жг}}$**  – плотность жидкости глушения (кг/м<sup>3</sup>);

**$\rho_{\text{ррр}}$**  – плотность промывочной жидкости в скважине (кг/м<sup>3</sup>).

2.5.7. После выхода жидкости глушения на устье скважины процесс глушения останавливается, устье скважины остается герметизированным, проводится наблюдение за избыточными давлениями – они должны быть нулевыми. На рисунке 3 представлена иллюстрация изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования второго этапа методом «Бурильщика».

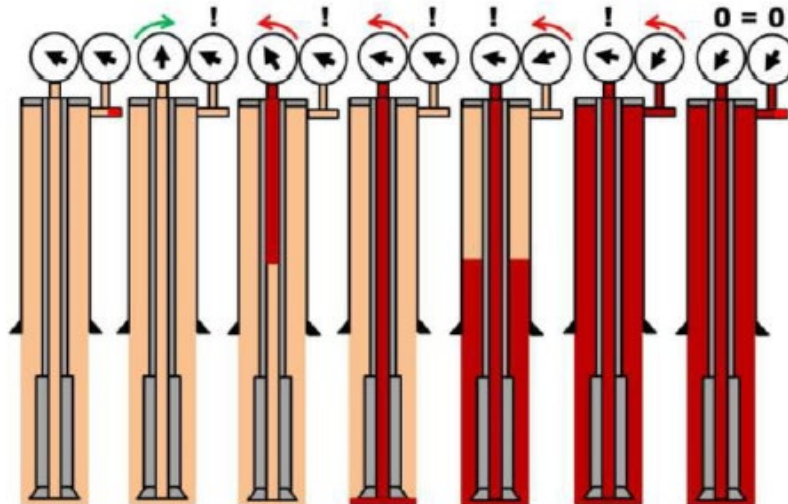


Рисунок 3. Иллюстрация изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования второго этапа методом «Бурильщика»


2.5.8. На рисунке 4 представлен график изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования второго этапа методом «Бурильщика».



Рисунок 4. График изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования второго этапа методом «Бурильщика»

*Примечание: в процессе реализации процедуры глушения по методу «Бурильщика» необходимо помнить:*

*перед началом любого этапа глушения скважины по методу «Бурильщика» необходимо проверить настройку (положение) задвижек линии насосного манифольда, дроссельного манифольда и блока дросселирования, провести инструктаж с участвующим в процессе глушения персоналом, обнулить счетчики ходов плунжера (поршня) бурового*

 <p>севернефтегазпром ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</p>	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 68 из 79

*насоса, учитывать объем устьевого обвязки в расчетах при закачивании жидкости глушения;*

*все рассчитанные давления ( $R_{нач}$ ,  $R_{кон}$ ) являются нижними пределами давлений, обеспечивающие равновесное состояние между забойным и пластовым давлениями, поэтому любое снижение давления ниже расчетных величин может привести к поступлению новой порции флюида в скважину;*

*при возникновении любого осложнения принять меры к герметизации скважины и устранению причин осложнения.*

#### 2.6. Преимущества метода «Бурильщика»:

применяется при ограниченных возможностях блока приготовления раствора, не требует длительного периода ожидания;

единственный вариант, если нет (или недостаточно) утяжелителя раствора;

циркуляция возобновляется незамедлительно;

не допускается значительной миграции газа;

простота расчетов.

#### 2.7. Недостатки метода «Бурильщика»:

повышенное значение избыточного давления, как в скважине, так и наземном оборудовании;

значительный риск гидроразрыва пород под башмаком последней обсадной колонны;

скважина продолжительное время находится под избыточными давлениями.


### 3. Метод «Ожидания и утяжеления».

3.1. Этот метод известен также под названием метод «Балансировки» или метод «Инженера». Этот метод, как правило, используется, когда долото находится на забое или после того, как долото опустили на забой под давлением в закрытую скважину, и, если на буровой имеется достаточно запаса барита.

3.2. При применении метода «Ожидания и утяжеления», глушение скважины осуществляется за одну циркуляцию с одновременным вымыванием поступившего флюида и закачиванием тяжелого бурового раствора.

3.3. Технологически способ «Ожидания и утяжеления» сложный, так как требует проведения инженерных расчетов регулирования давления в скважине при своем осуществлении. Вследствие этого глушение проявлений этим способом производится под руководством квалифицированных специалистов.

3.4. Для реализации метода «Ожидания и утяжеления» необходимо иметь возможность приготовить (утяжелить) жидкость глушения в короткий промежуток времени. Период между герметизацией устья и началом закачивания жидкости глушения должен быть максимально непродолжительным. Если для приготовления жидкости глушения потребуется длительное время, флюид (газ) может значительно мигрировать к поверхности, что создает проблемы (например, чрезмерное увеличение давления приводит к возможному гидроразрыву пласта, поглощению раствора или выводу из строя внутрискважинного и устьевого оборудования).

	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 69 из 79

3.5. Метод «Ожидания и утяжеления» основан на поддержании постоянного забойного давления посредством закачивания жидкости глушения в бурильную колонну и ступенчатого снижения избыточного давления с начального давления циркуляции до конечного давления циркуляции.

3.6. Процедура глушения скважины по методу «Ожидания и утяжеления».

3.6.1. Проверить все наземное ПВО и убедиться, что оно удерживает давление без утечек.

3.6.2. Обнулить счетчик ходов насоса и медленно начать закачку раствора, открыть дроссель, чтобы предотвратить чрезмерное увеличение давления в кольцевом пространстве.

*Примечание: повторное обнуление счетчика ходов бурового насоса необходимо в тот момент, когда раствор глушения достиг горловины вертлюга ведущей трубы или верхнего привода.*

3.6.3. Пока бурильщик выводит буровой насос на скорость глушения, оператор на дросселе регулирует дроссель таким образом, чтобы удерживать давление в кольцевом пространстве как можно ближе к первоначальному давлению в кольцевом пространстве после закрытия скважины.

*Примечание: изменение давлений в бурильной колонне и кольцевом пространстве при изменении величины открытия (закрытия) гидравлического управляемого дросселя происходит спустя некоторое время, приближенно скорость реакции составляет от 1,5 до 2,5 сек. на 1000 м длины скважины.*

3.6.4. Когда буровой насос выведен на скорость глушения, оператор на дросселе переключает внимание на манометр давления в бурильной колонне.

3.6.5. На этом этапе давление бурового насоса на стояке должно равняться сумме давления в бурильной колонне после закрытия плюс давление при пониженной подаче бурового насоса, это и есть начальное давление циркуляции.

3.6.6. По мере того, как раствор глушения прокачивается вниз по бурильной колонне, давление в бурильной колонне постепенно падает с начального до конечного давления циркуляции с помощью регулировки дросселя (на величину снижения давления после каждых 100 ходов).

3.6.7. Величина снижения давления после каждых 100 ходов при закачивании жидкости глушения рассчитывается по формуле.

$$K = (P_{нач} - P_{кон}) * 100 / N_{бк},$$

где:

**P<sub>нач</sub>** – начальное давление циркуляции (МПа);

**P<sub>кон</sub>** – конечное давление циркуляции (МПа);

**N<sub>бк</sub>** – число ходов бурового насоса для заполнения бурильной колонны (ход).

3.6.8. После того, как раствор глушения достиг долота, давление в бурильной колонне должно удерживаться на показателе конечного давления циркуляции до тех

пор, пока раствор глушения не достигнет устья. Давления в бурильной колонне и в кольцевом пространстве должны равняться нулю. На рисунке 5 представлена иллюстрация изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования метода «Ожидания и утяжеления».

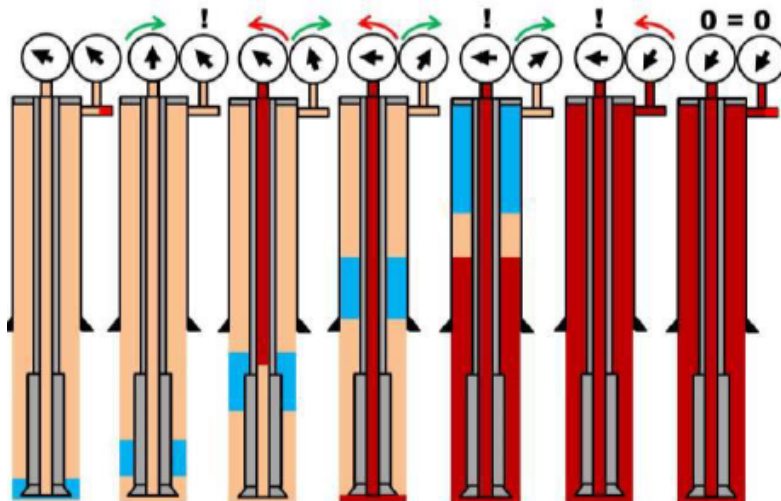


Рисунок 5. Иллюстрация изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования метода «Ожидания и утяжеления»

3.6.9. На рисунке 6 представлен график изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования метода «Ожидания и утяжеления».



Рисунок 6. График изменения избыточных устьевых давлений в процессе использования метода «Ожидания и утяжеления»

*Примечание: в процессе реализации процедуры глушения по методу «Ожидания и утяжеления» необходимо помнить:*

*перед началом любого этапа глушения скважины по методу «Ожидания и утяжеления» необходимо проверить настройку (положение) задвижек линии насосного манифольда, дроссельного манифольда и блока дросселирования, провести инструктаж с участвующим в процессе глушения персоналом, учитывать объем устьевого обвязки в расчетах при закачивании жидкости глушения;*

*обнулить счетчики ходов плунжера (поршня) насосов до начала закачивания жидкости глушения и после заполнения устьевого обвязки (выполнение данного пункта обязательно, поскольку процесс снижения давления при заполнении бурильных труб берет свое начало сразу после заполнения устьевого обвязки наземного манифольда);*

*выход на режим глушения (завершение глушения) с фиксированной производительностью, соответствующей гидравлическому сопротивлению при малой скорости циркуляции промывочной жидкости ( $R_{гмц}$ ), осуществляется при постоянном избыточном давлении в кольцевом пространстве;*

*все рассчитанные давления ( $P_{нач}$ ,  $P_{кон}$ ) являются нижними пределами давлений, обеспечивающие равновесное состояние между забойным и пластовым давлениями, поэтому любое снижение давления ниже расчетных величин может привести к поступлению новой порции флюида в скважину;*

*при возникновении любого осложнения принять меры к герметизации скважины и устранению причин осложнения.*

### 3.7. Преимущества метода «Ожидания и утяжеления»:

по срокам реализации он короче, чем метод «Бурильщика». Минимальное время циркуляции на дросселе – меньше шанса размыва дросселя;

давление в кольцевом пространстве на устье скважины при использовании такого метода значительно ниже, чем при использовании других методов;

в зависимости от размера скважины и компоновки бурильной колонны, давление в открытой скважине должно быть ниже. Это позволяет свести к минимуму риск разрыва пласта.

### 3.8. Недостатки метода «Ожидания и утяжеления»:

требуется больше времени на подготовку (приготовление жидкости глушения, расчет и составление графика глушения) до начала циркуляции;


миграция флюида (газа) может создать дополнительные трудности, пока идет приготовление утяжеленного бурового раствора;

повышенный риск обвалов ствола и прихватов из-за выпадения шлама или агрессивных пластов, пока идет приготовление утяжеленного раствора.

В сильно отклоняющихся и горизонтальных скважинах метод «Ожидания и утяжеления», как правило, не эффективен.

## 4. «Объемный» метод глушения скважины.

4.1. Если поступивший в скважину газ нельзя вытеснить путем циркуляции (например, бурильная колонна находится у поверхности или извлечена из скважины, или забиты насадки долота), необходимо дать возможность газу выйти на поверхность. Это достигается открыванием задвижки регулируемого штуцера с тем, чтобы выпустить некоторое количество промывочной жидкости, что приведет к

	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 72 из 79

расширению газа. Для применения «Объемного» метода необходимо, чтобы максимально допустимое давление в кольцевом пространстве превышало реальное давление в обсадной колонне. В то же время при выходе газа на поверхность максимально допустимое давление в кольцевом пространстве не должно превышать давление разрыва обсадной колонны или рабочее давление сборки ПВО.

4.2. После герметизации устья скважины и стабилизации давлений фиксируются основные параметры ГНВП, такие как: избыточное давление в буровой колонне и кольцевом пространстве, объем поступившего флюида и глубина скважины по вертикали. Чтобы нейтрализовать повышение давления вследствие миграции газа при закрытой скважине нужно стравливать определенный объем бурового раствора с регулярными интервалами. Для этого устанавливают запас безопасности Рреп обычно 0,5–1 МПа. Сумма избыточного давления в кольцевом пространстве Рикп и запаса безопасности Рреп равна нижнему пределу давления Рндп. Устанавливается рабочая ступень давления Ррсд также, обычно, имеющая величину 0,5–1 МПа. Сумма нижнего предела давления Рндп и рабочая ступень давления Ррсд будут обозначены как верхний предел давления Рвпд. Рассчитывается объем раствора V1, соответствующий гидростатике рабочей ступени давления Ррсд по формуле:

$$V1 = 0,785 * (\text{Øскв}2 - \text{Øнар}2) * \text{Ррсд} / (\rho_{\text{ррр}} * g),$$

где:

**Øскв** – диаметр ствола скважины (мм);

**Øнар** – наружный диаметр трубы (мм);

**ρ<sub>ррр</sub>** – плотность промывочной жидкости в скважине (кг/м<sup>3</sup>);

**g** – показатель ускорения при свободном падении.

4.3. При достижении избыточного давления, значения Рвпд, стравливать объем V1 удерживая дросселем давление Рвпд. Позволить избыточному давлению повыситься на величину:

$$\text{Рвпд}1 = \text{Рвпд} + \text{Ррсд},$$


где:

**Рвпд** – верхний предел давления (МПа);

**Ррсд** – рабочая ступень давления (МПа).

4.4. Стравить объем V1 при постоянном давлении Рвпд1.

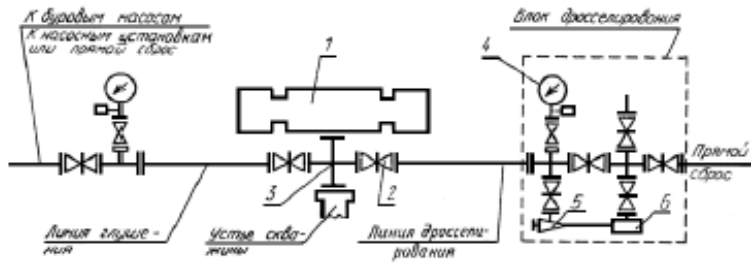
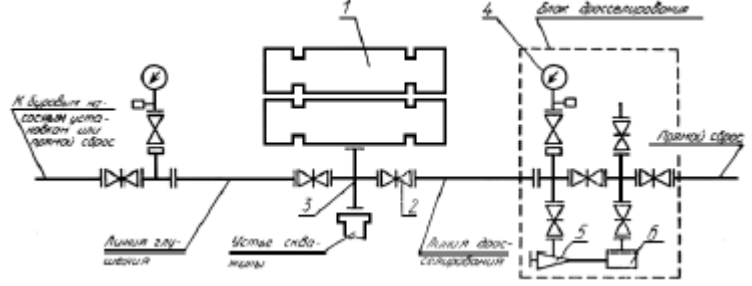
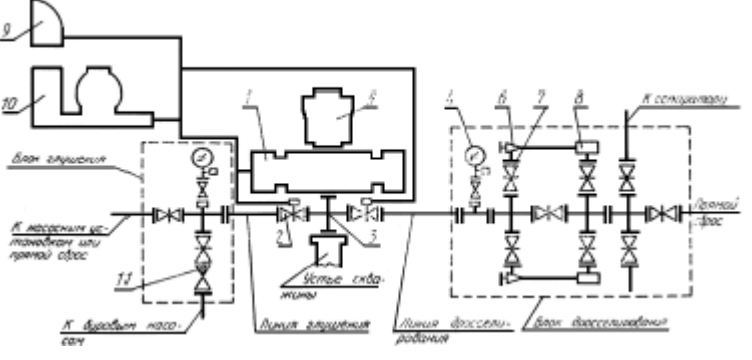
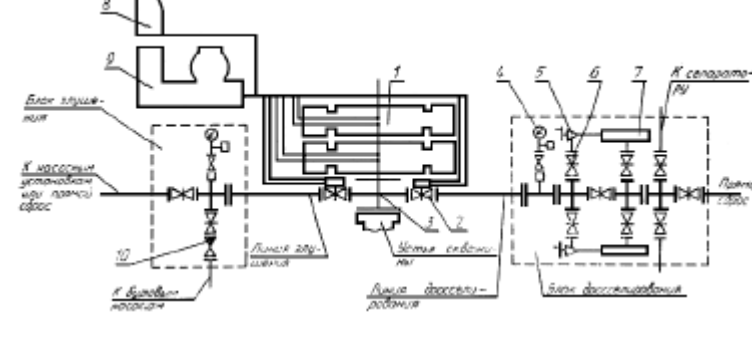
4.5. Продолжать действовать аналогичным образом, до выхода флюида из скважины. После того, как газ поднялся к устью скважины, его не следует выпускать, необходимо помнить, что в этот момент надо быстро закрыть штуцер. Далее в скважину закачивают тот же раствор, который использовался при проявлении (ρ<sub>ррр</sub>). Нагнетание ведут очень медленно через линию глушения скважины. Медленно выпускают газ до тех пор, пока давление не достигнет конечного значения Рикп. На

 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 73 из 79

этом этапе стравливают газ, раствор при этом не выпускается. Во время нагнетания не должно быть превышено значение максимально допустимого давления испытания горных пород на прочность.

4.6. После успешной операции замещения, спускают в скважину инструмент под давлением и замещают жидкостью глушения.

### Типовые схемы монтажа противовыбросового оборудования

	<p>Схема 1. С механическим (ручным) приводом: 1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с ручным управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 – гаситель потока.</p>
	<p>Схема 2. С механическим (ручным) приводом: 1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с ручным управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами с разделителем сред; 5 – регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 – гаситель потока.</p>
	<p>Схема 3. С гидравлическим приводом: 1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами; 5 – кольцевой превентор; 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 – задвижка с ручным управлением; 8 – гаситель потока; 9 – вспомогательный пульт; 10 – станция гидропровода; 11 – обратный клапан.</p>
	<p>Схема 4. С гидравлическим приводом: 1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – дроссель регулируемый с ручным управлением; 6 – задвижка с ручным управлением; 7 – гаситель потока; 8 – вспомогательный пульт; 9 – станция гидравлического управления; 10 – обратный клапан.</p>

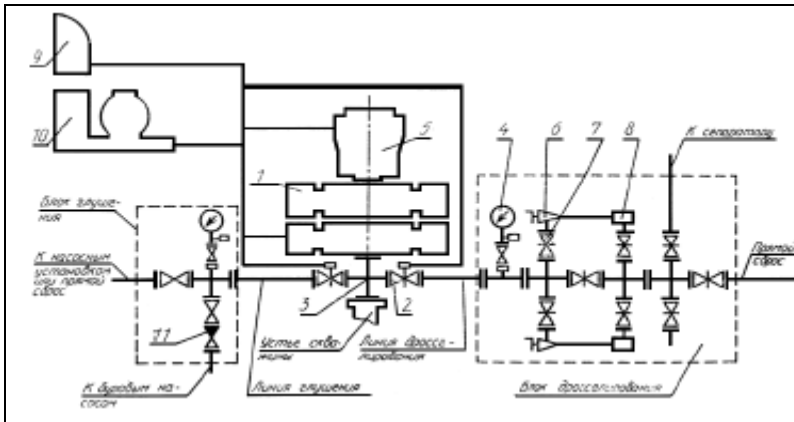


Схема 5. С гидравлическим приводом:  
1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – кольцевой превентор; 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 – задвижка с ручным управлением; 8 – гаситель потока; 9 – вспомогательный пульт; 10 – станция гидропривода; 11 – обратный клапан.

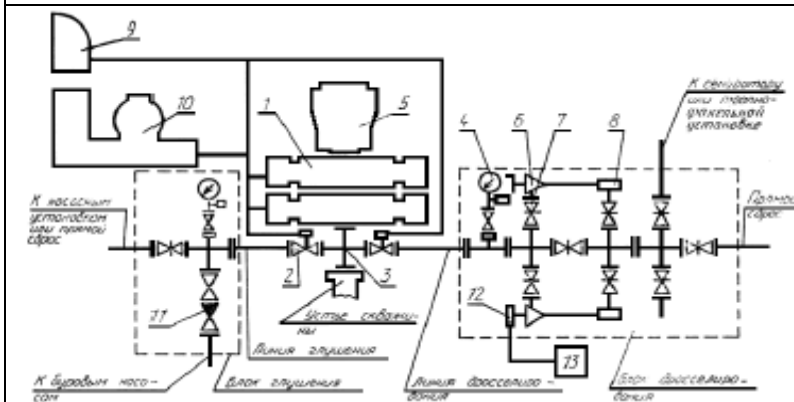


Схема 6. С гидравлическим приводом:  
1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – кольцевой превентор; 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 – задвижка с ручным управлением; 8 – гаситель потока; 9 – вспомогательный пульт; 10 – станция гидропривода; 11 – обратный клапан; 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 13 – пульт управления гидроприводным дросселем.

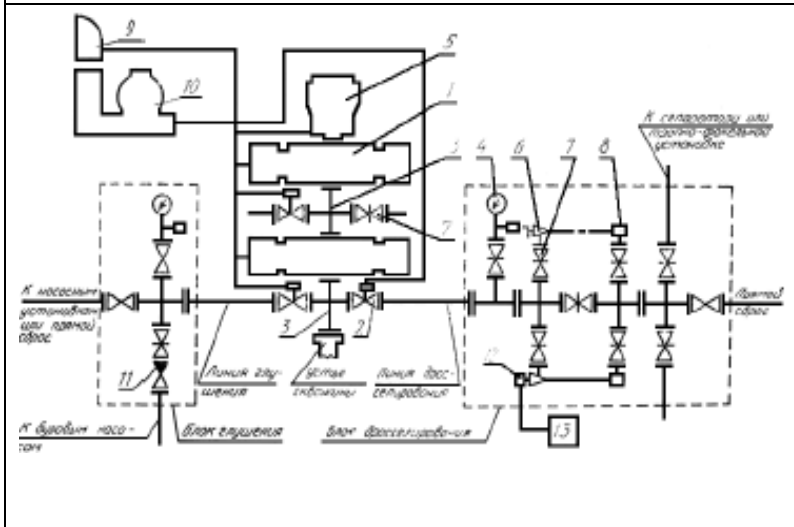


Схема 7. С гидравлическим приводом:  
1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – кольцевой превентор; 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 – задвижка с ручным управлением; 8 – гаситель потока; 9 – вспомогательный пульт; 10 – станция гидропривода; 11 – обратный клапан; 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 13 – пульт управления гидроприводным дросселем.

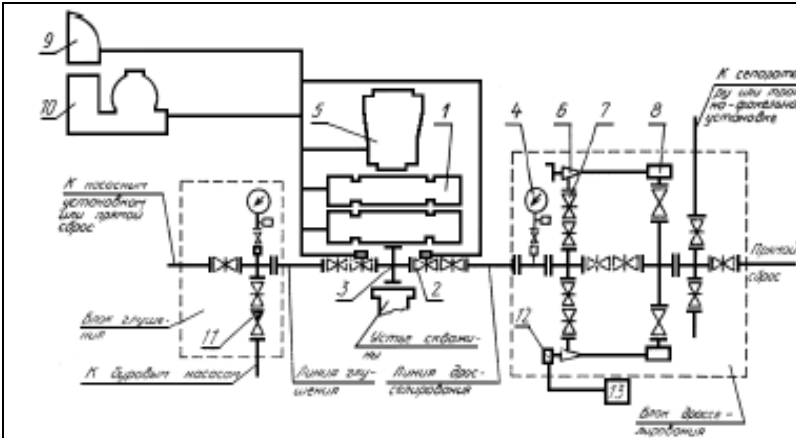


Схема 8. С гидравлическим приводом: 1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – кольцевой превентор; 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 – задвижка с ручным управлением; 8 – гаситель потока; 9 – вспомогательный пульт; 10 – станция гидропривода; 11 – обратный клапан; 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 13 – пульт управления гидроприводным дросселем.

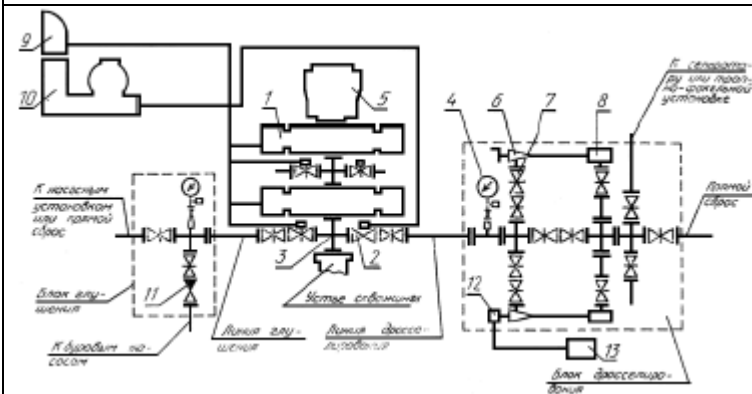


Схема 9. С гидравлическим приводом: 1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – кольцевой превентор; 6 – дроссель с ручным управлением; 7 – задвижка с ручным управлением; 8 – гаситель потока; 9 – вспомогательный пульт; 10 – станция гидропривода; 11 – обратный клапан; 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 13 – пульт управления гидроприводным дросселем.

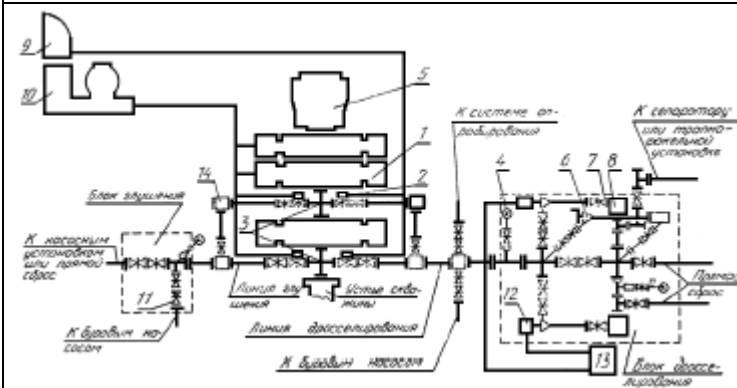


Схема 10. С гидравлическим приводом: 1 – плащечный превентор; 2 – задвижка с гидравлическим управлением; 3 – устьевая крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 – кольцевой превентор; 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 – задвижка с ручным управлением; 8 – гаситель потока; 9 – вспомогательный пульт; 10 – станция гидропривода; 11 – обратный клапан; 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 13 – пульт управления гидроприводным дросселем.

Применимость типовых схем ПВО: в противовыбросовом оборудовании для ремонта скважин – привод механический или гидравлический, для бурения скважин – гидравлический.

Таблица 2. Применяемость схем монтажа ПВО

Условный проход ОП, мм	Рабочее давление ОП, МПа	Типовая схема									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100	14	X									
	21	X									
	35	X									
	70		X								
180	14	X									
	21	X	X								
	35	X	X								
	70		X	X		X	X	X	X	X	
	105					X	X	X	X	X	X
230	35			X		X	X	X	X	X	
	70					X	X	X	X	X	X
280	21			X		X					
	35					X	X	X	X	X	
	70					X	X	X	X	X	X
	105							X	X	X	X
350	21			X		X					
	35					X	X	X	X	X	
	70					X	X	X	X	X	X
425	21			X	X	X					
	35			X	X	X	X	X			
476	35			X	X						
	70			X	X	X	X	X	X		
540	14			X	X						
	21			X	X						
680	7			X	X						
	14			X	X						


*Примечания:*

*схемы 1 и 2 предназначены для ремонта скважин с некоррозионной скважинной средой;*

*знак «X» обозначает предпочтительное применение данной схемы для конкретного типоразмера ОП;*

*в противовыбросовом оборудовании для ремонта с рабочим давлением 35, 70 и 105 МПа и для бурения с рабочим давлением 70 и 105 МПа допускается применение кольцевого превентора с рабочим давлением, соответственно, 21, 35 и 70 МПа с переходной фланцевой катушкой или с присоединительным фланцем, размеры которого должны соответствовать фланцу на рабочее давление ОП.*



 <b>севернефтегазпром</b> <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>	Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов... ИО-3.4-01	
	Редакция 1	Страница 79 из 79

Приложение № 11

### Лист внесения изменений (дополнений)

№	Номер изменения (дополнения)	Дата внесения изменения (дополнения)	Лицо, внесшее изменение (дополнение) в текст документа	Подпись лица, внесшего изменение (дополнение) в текст документа
1	2	3	4	5
1.				
2.				
3.				
4.				
5.				
6.				
7.				

### Лист согласования

## Приказ по основной деятельности «Об утверждении и введении в действие Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении ООО «Севернефтегазпром»

Автор: А.В. Ока

Подразделение: Служба организации строительства и ремонта скважин

Должность	ФИО	Виза	Дата получения документа	Регламентированная дата согласования	Фактическая дата согласования	Нарушение сроков согласования, кол-во дней	Примечание
Начальник службы	Каменский Леонид Андреевич	Согласовано	17.04.2025	18.04.2025	17.04.2025		
Заместитель генерального директора – главный геолог	Воробьев Владислав Викторович	Согласовано	17.04.2025	24.04.2025	17.04.2025		
Руководитель отдела системы менеджмента качества	Шуплецова Елена Николаевна	Согласовано	17.04.2025	24.04.2025	21.04.2025		
Руководитель отдела охраны труда, промышленной и пожарной безопасности	Березовский Александр Владимирович	Согласовано	22.04.2025		23.04.2025		
И.о. заместителя генерального директора – главного геолога	Кожухарь Руслан Леонидович	Согласовано	23.04.2025	25.04.2025	23.04.2025		
Руководитель юридического отдела	Илькевич Сергей Николаевич	Согласовано	28.04.2025	05.05.2025	05.05.2025		
И.о. главного инженера – первого заместителя генерального директора	Романенков Роман Павлович	Согласовано	19.06.2025		24.06.2025		
Руководитель отдела ДОУ	Гераськова Ирина Замировна	Согласовано	27.06.2025	02.07.2025	30.06.2025		

Лист рассылки к приказу от 30 . 06 .2025 № 565

**«Об утверждении и введении в действие Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении ООО «Севернефтегазпром», в соответствии с п. 5 настоящего приказа:**

<b>№ п/п</b>	<b>Ф.И.О.</b>	<b>Должность</b>
1.	Легай Алексей Александрович	Главный инженер – первый заместитель генерального директора
2.	Воробьев Владислав Викторович	Заместитель генерального директора – главный геолог
3.	Дмитриев Игорь Борисович	Начальник газового промысла
4.	Разгон Владислав Владимирович	Заместитель начальника газового промысла по производству
5.	Балько Роман Валерьевич	Главный инженер
6.	Шрамко Денис Александрович	Ведущий инженер по охране труда
7.	Колчин Федор Борисович	Ведущий инженер по охране труда
8.	Березовский Александр Владимирович	Заместитель главного инженера по охране труда – начальник отдела
9.	Гильманов Руслан Ринатович	Заместитель начальника отдела
10.	Каменский Леонид Андреевич	Начальник службы
11.	Громадский Сергей Анатольевич	Заместитель начальника службы
12.	Харитоненко Наталья Сергеевна	Ведущий инженер по ремонту скважин
13.	Череп Михаил Владимирович	Инженер по бурению и ремонту скважин
14.	Кожухарь Руслан Леонидович	Начальник отдела
15.	Дубницкий Иван Романович	Начальник отдела
16.	Смирнягина Ильмира Ильдусовна	Ведущий геолог
17.	Куш Павел Иванович	Ведущий геолог
18.	Черенкова Кристина Фарисовна	Заместитель начальника отдела
19.	Ярыгина Юлия Эриковна	Ведущий геолог
20.	Иванова Полина Викторовна	Геолог
21.	Швец Константин Сергеевич	Геолог
22.	Белоусов Данил Валерьевич	Ведущий геолог
23.	Подмогильный Сергей Александрович	Начальник участка
24.	Турашев Вячеслав Геннадьевич	Мастер по исследованию скважин
25.	Ефимов Алексей Федорович	Инженер по бурению и ремонту скважин