

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Совершенствование технологического оборудования эксплуатационных скважин Южно-Приобского нефтяного месторождения (ХМАО)

УДК 622.276:622.24.05-048.32 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ахмедьянов Радик Раисович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Ахмедьянов Радик Раисович

Тема работы:

Совершенствование технологического оборудования эксплуатационных скважин Южно-Приобского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.03.2017 г., 1462/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождениям компании ООО «Газпромнефть-Хантос», тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пути снижения давления газа из затрубного пространства скважин 2. Анализ применяемого оборудования на нефтяных скважинах с высоким давлением газа в затрубном пространстве 3. Характеристика месторождения 4. Анализ проведенных операций по замене обратного клапана на компрессорные устройства 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность <p>Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p><i>Общие сведения. Геологический разрез по линии скважин. Карта совмещённых контуров продуктивных пластов. Физико-химические свойства пластовых флюидов. Количество проведенных операций по замене клапанов. Аналитический анализ. Экономическая эффективность. Выводы по проведенным работам</i></p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.03.2017 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ахмедьянов Радик Раисович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Ахмедьянов Радик Раисович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения горизонтальной насосной установки»</i>	<i>Оценка затрат на проведение работ по гидроразрыву пласта на Южно-Приобском нефтяном месторождении (ХМАО) ООО «Газпромнефть-Хантос»</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Положение об оплате труда</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет прироста добычи нефти при использовании ГРП на Южно-Приобском нефтяном месторождении (ХМАО) ООО «Газпромнефть-Хантос»</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Экономическое обоснование применения гидроразрыва пласта. Планирование проведения гидроразрыва пласта с целью увеличения интенсификации дебита нефти</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет полной стоимости работ с учетом амортизационных отчислений на оборудование, за используемый период.</i>

Перечень графического материала

1. *Расчет материальных затрат для проведения ГРП. Оборудования для проведения ГРП*
2. *Расчет амортизационных отчислений*
3. *Расчет заработной платы сотрудников*
4. *Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС*
5. *Расчет контр. агентных услуг*
6. *Затраты на проведение организационно-технического мероприятия*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ахмедьянов Радик Раисович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Ахмедьянов Радик Раисович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом полевых работ являются кусты скважин на Южно-Приобском нефтяном месторождении (ХМАО) ООО «Газпромнефть-Хантос». При производстве работ по гидравлическому разрыву пласта могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов на кустовой площадке нефтяных скважин Приобского нефтяного месторождения компании ООО «Газпромнефть-Хантос»</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов на кустовой площадке нефтяных скважин Приобского нефтяного месторождения компании ООО «Газпромнефть-Хантос»</p>	<p>При выполнении работ по гидравлическому разрыву пласта на кусте нефтегазоконденсатных скважин существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда.</p> <p>К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. – повышенная загазованность рабочей зоны. <p>На кусте нефтегазовых скважин при проведении гидравлического разрыва пласта, могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Поражение электрическим ток; 2. Пожароопасность и взрывоопасность 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При гидравлическом разрыве пласта на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как:</p>

	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нарушение поверхности стока; 2. Нарушение почвенно-растительного покрова; 3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок, 4. Смол и других материалов; 5. Захламление территории отходами производства; 6. Возгорание из-за допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать возгорание.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС время проведения работ по гидравлическому разрыву пласта: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.</p> <p>Меры по предупреждению химических отравлений</p> <p>Меры предосторожности при различных путях поступления вредных веществ в организм</p> <p>Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</p> <p>Конституция Российской Федерации. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности</p> <p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p> <p>Организация работ с жидкостями ГРП.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Ахмедьянов Радик Раисович		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 10 рис., 12 табл., 12 источников.

Ключевые слова: природный газ, попутный нефтяной газ, технология подготовки, товарный газ, моделирование.

Объектом исследования является замерзание обратного клапана фонтанной арматуры эксплуатационных скважин Южно-Приобского нефтяного месторождения и последующее влияние скопления затрубного газа на параметры работы скважин.

Предмет бакалаврской работы – определение эффективности замены обратного клапана на технологию принудительного отбора газа из затрубного пространства скважин с помощью специальных компрессорных установок посредством комплексного технологического и экономического анализа.

Данная работа посвящена вопросу модернизации фонтанной арматуры эксплуатационных скважин с целью решения проблемы, связанной с замерзанием обратного клапана путем замены обратного клапана на специальные компрессорные установки.

Во введении поставлена задача, определена цель, приведена актуальность выполнения работы.

В первой главе представлен обзор путей снижения давления газа из затрубного пространства скважин, а также применяемого оборудования на нефтяных скважинах для снижения давления газа в затрубном пространстве. Рассмотрены такие оборудования для удаления затрубного газа как перепускные клапанные устройства, струйные устройства, диспергаторы и компрессоры.

Во второй главе приводится краткая характеристика месторождения, продуктивных пластов и пластовых флюидов эксплуатируемых объектов.

В третьей главе рассматривается существующая технологическая схема процесса добычи и технологические решения модернизации фонтанной

арматуры эксплуатационных скважин, приводится анализ эффективности от проведения модернизации.

Четвертая глава посвящена экономическому обоснованию модернизации фонтанной арматуры эксплуатационных скважин Южно-Приобского нефтяного месторождения. Был произведен анализ затрат на покупку компрессорных установок, проведен расчет дополнительной добычи нефти и дополнительного денежного потока от модернизации.

Пятая глава посвящена социальной ответственности.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ЖОУ - жидкие отходы углеводородов

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистой период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

Оглавление

Введение	12
1 Работа скважины и влияние затрубного газа	13
1.1 Затрубный газ	13
1.2 Пути снижения давления газа из затрубного пространства скважин	17
1.3 Анализ применяемого оборудования на нефтяных скважинах с высоким давлением газа в затрубном пространстве	19
1.3.1 Клапанные устройства для удаления газа из затрубного пространства.....	20
1.3.2 Откачка газа с помощью компрессоров	22
1.3.3 Удаление газа с применением диспергаторов.....	23
1.3.4 Удаление газа из затрубного пространства скважин струйными устройствами ...	24
2 Приобское месторождение	31
2.1 Общие сведения о месторождении и участке недр.....	31
2.2 Характеристика нефтегазоносности продуктивного разреза	33
3 Анализ проведенных операций по замене обратного клапана на компрессорные установки	39
3.1 Оценка эффективности внедрения компрессорных установок	45
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
5 Социальная ответственность	65
Заключение	85
Список используемых источников	87

Введение

Эксплуатация скважин, находящихся на значительном расстоянии от пунктов сбора и подготовки, сопряжена с повышением давления в затрубном пространстве. Повышение давления в затрубном пространстве снижает депрессию на разрабатываемых и эксплуатируемых объектах, уменьшает динамический уровень и значительно влияет на глубинно-насосное оборудование. Затрубное давление свыше 10 атмосфер считается критическим. Обратные перепускные устьевые клапана, устанавливаемые в устьевую фонтанную арматуру, используются для приведения затрубного давления в соответствие с линейным коллекторным давлением на кусте. Применение обратных перепускных устьевых клапанов понижает давление затрубного газа, но не решает проблему высоких давлений на дальних кустах и возможное замерзание клапанов в зимний период.

Целью любой нефтедобывающей страны является создание максимальной и долгосрочной социальной стоимости углеводородных активов. Для защиты интересов общества при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений правительство определяет структуру и правила для этого вида деятельности, предназначенные для того, чтобы заставить компании принимать решения, которые бы также шли на пользу общества в целом.

Целью данной работы является анализ и обоснование решений по модернизации фонтанной арматуры эксплуатационных скважин с целью решения проблемы, связанной с замерзанием обратного клапана, и повышения рентабельности разработки месторождения и максимизации полученной прибыли.

1. Работа скважины и влияние затрубного газа

1.1. Затрубный газ

На сегодняшний день при эксплуатации скважин сталкиваются с фактом повышения давления в затрубном пространстве. Этот вопрос актуален поскольку скопление газа и повышение его давления, влияет на снижение депрессии и падение динамического уровня жидкости, отрицательно сказывается на работе глубинно-насосного оборудования. Критическим затрубным давлением считается значение выше 10 атм. Традиционно для приведения давления затрубного газа в соответствие с линейным использовались обратные устьевые клапана, устанавливаемые в устьевую арматуру скважины. Применение данных клапанов понижает давление затрубного газа, но не решает проблему его последующей утилизации.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) остаются на сегодняшний день основным нефтедобывающим оборудованием. Они приспособлены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси. Такое положение обусловлено их преимуществами (высокая производительность, большой диапазон подач, высокий напор и т.д.), которые реализуются в условиях потребности максимального отбора пластовой продукции из скважин и наблюдающегося на современном этапе увеличения обводненности месторождений. Тем не менее, имеются факторы, препятствующие более рациональной работе скважин, оборудованных УЭЦН.

Факторов, которые влияют на работу УЭЦН, множество – начиная от устройства скважин до процессов, протекающих в стволе скважины и в пласте. Одним из основных осложняющих факторов при работе насосной установки является содержание в больших объемах затрубного газа. В затрубном пространстве добывающих скважин накапливается газ, выделяющийся при подъеме нефти. Избыточное количество газа в пространстве между насосно-компрессорными трубами (НКТ) и обсадной

колонной приводит к образованию газогидратов, увеличению динамического уровня в скважине. При достижении динамическим уровнем критического значения величина содержания газа на приеме погружного насоса превышает допускаемое значение и тогда следует срыв подачи и полная остановка добычи нефти.

Следствием снижения динамического уровня является необходимость увеличения глубины спуска насоса, что сопряжено с дополнительными расходами: насосно-компрессорных труб и электрического кабеля, повышением нагрузки, действующей на колонну НКТ. В отдельных случаях доминирующая роль в формировании давления на приеме погружного насоса принадлежит давлению свободного газа, скапливающегося в затрубном пространстве, в конечном итоге, от которой зависят технико-экономические показатели работы скважины. В настоящее время на нефтедобывающих предприятиях снижение давления газа в затрубном пространстве решается следующими методами: перепуск газа из затрубного пространства клапанными устройствами; откачка газа с помощью компрессоров; удаление газа с применением диспергаторов; удаление газа струйными аппаратами из затрубного пространства скважин. Однако, как показывает практика, регулирование давления газа в затрубном пространстве с помощью данных устройств не всегда эффективно, а часто и вовсе невозможно. Поэтому актуальным является поиск способов отбора газа из затрубного пространства с привлечением новых технологий.

К основным факторам, определяющим степень влияния газа на работу погружных насосов, относят уровень газосодержания на приеме насоса. К снижению напорной характеристики насоса и соответственно смещению режима работы насоса от оптимальной области влево по напорной кривой (рис. 1.4 [137]) приводит наличие свободного газа. Такое смещение способствует уменьшению подачи, снижению КПД и перегреву электродвигателя [54]. Кроме этого, это приводит к деградации напора насоса: присутствие эмульгированного газа увеличивает объём смеси,

проходящей через первые рабочие ступени насоса, и забирает часть энергии, подводимой к валу насоса, расходуя ее на сжатие газовых пузырьков и полное их растворение в нефти. Часть этой энергии возвращается потоку жидкости, но уже в НКТ, (выделяющийся газ создаёт так называемый «газлифтный эффект», способствующий подъёму жидкости на поверхность и уменьшающий необходимый для работы скважины напор). С ростом газосодержания в каналах рабочих колес и направляющих аппаратов насоса образуются полости, которые не участвуют в общем потоке течения газожидкостной смеси (ГЖС) через каналы. В электроцентробежном насосе к понижению пропускной способности каналов, нарушению энергообмена насоса с 15 перекачиваемой средой, стремительному ухудшению процесса обтекания лопастей приводит возникновение каверн, заполненных газом. В насосе, работающем в режимах искусственной кавитации, возможно возникновение срыва подачи при последующем увеличении газосодержания [64].

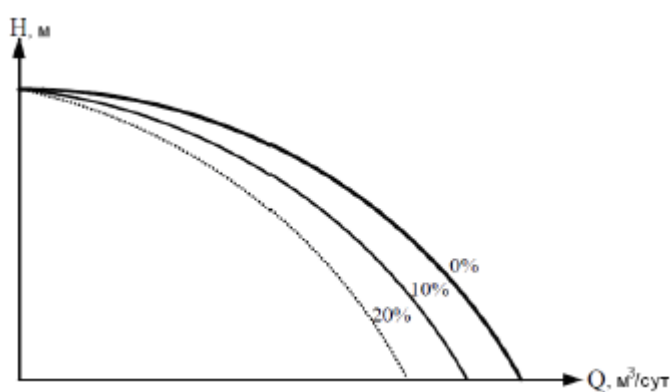


Рис. 1.4 - Напорная характеристика насоса [137]

Массовый переход на напорную систему сбора нефти привел к увеличению устьевых давлений скважин, что вызвало увеличение затрубного давления газа. На рост давления газа на устье скважины в основном влияют следующие факторы: высокое давление в выкидной линии из-за удалённого местоположения автоматической групповой замерной установки, неровность рельефа, повышенная вязкость добываемой нефти и т.д. (рис. 1.5). Избыточное количество газа в пространстве между насосно-

компрессорными трубами и обсадной колонной приводит к росту температуры корпуса насоса, уменьшению полезного объема жидкости в ступени ЭЦН, образованию газогидратов, блокированию потока жидкости, снижению динамического уровня в скважине, а в случае, если значение последнего достигает критического при превышении допустимой величины газосодержания на приеме погружного насоса, в таком случае следует срыв подачи и полная остановка добычи нефти [6,28,54].

Следствием снижения динамического уровня в стволе скважины является необходимость увеличения глубины спуска насоса, что сопряжено с дополнительными расходами: насосно-компрессорных труб и электрического кабеля, повышением нагрузки на колонну НКТ.



Рис. 1.5 - Осложнения, возникающие при работе насосного оборудования в скважинах с высоким газовым фактором

Кроме непосредственного влияния свободного газа на работу погружного насоса необходимо рассмотреть чрезмерно высокое либо чрезмерно низкое давление на приеме насоса и, соответственно, забойное давление. Заниженное давление приводит к снижению и возможно к срыву подачи установки вследствие большого содержания затрубного газа на приеме насоса (по объему более 20%), большому количеству отказов подземного оборудования, особенно в зимнее время. Завышенное давление

на приеме насоса ведет к неоправданно глубокой подвеске установки и, вследствие этого дополнительному расходу насосно- компрессорных труб, кабеля или ограниченному запасу столба жидкости над 20 приемом насоса; увеличение времени спускоподъемных работ; повышение вероятности обрывов установки, повреждения кабеля; потери добычи нефти и т.д. Увеличение давления газа в затрубном пространстве приводит к отжатию уровня жидкости в сторону забоя скважины (в некоторых случаях — до приема центробежного насоса), это, в свою очередь, вызывает срыв подачи. В связи с этим актуальной остается задача снижения затрубного давления. Снижение затрубного давления газа не приводит к снижению забойного давления в связи с тем, что оно компенсируется возрастанием динамического уровня жидкости в скважине [94]. С целью предотвращения отеснения уровня жидкости до приема погружного насоса и чрезмерного увеличения давления газа в затрубном пространстве устанавливаются на устье скважины специальный клапан. Однако, стабилизация давления газа в затрубе при помощи устьевых клапанов, как показывает опыт применения, не всегда эффективна, а часто и невозможна (например, в условиях низких температур при замерзании). Поэтому становится актуальным привлечение новых технологий поиска способов отбора свободного газа из затрубного пространства [117].

1.2. Пути снижения давления газа из затрубного пространства скважин

Избежать перегрев и плавление погружного кабеля УЭЦН в затрубном пространстве, а также накопления в нем свободного газа, в условиях замерзания обратных клапанов в зимний период времени, возможно при помощи задвижек либо вентилях, которые через определенное время открываются вручную по мере накопления и повышения давления до критической величины. Спуск газа из затрубного пространства происходит в атмосферу. Кроме того, перед производством подземного или капитального ремонта таких скважин производят выброс газа из затрубного пространства в

атмосферу в течение 5-6 суток [21]. Этот способ имеет следующие недостатки: 1 Создание загазованности атмосферы и связанная с этим пожарная и экологическая опасность. 2 Необходимость привлечения рабочих для контроля за давлением и для сброса газа из-за отсутствия необходимых технических средств. Природная смесь углеводородных и углеродных элементов и соединений, находящихся в пластовых условиях в растворенном либо в газообразном состоянии в воде или нефти, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе, называется нефтяным попутным газом [34,94,100]. Основными углеводородными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи – этан, пропан, бутаны; углеводородными – сероводород, углекислый газ, азот, гелий и другие инертные газы. Нефтяные газы могут существенно отличаться по составу от природных газов, которые до 90% и более состоят из метана. В нефтяном газе содержание метана варьируется в широких пределах: от 15% до 85%. Как правило, в нём больше его гомологов: этана, пропана, бутана и высших углеводородов. Поэтому нефтяные газы относятся к жирным, или богатым, газам. Также известен способ эксплуатации малодебитной скважины путем периодического накопления жидкости в зумпфе и ее откачки. Данный способ обладает следующими недостатками:

1. Способ применим только для малодебитных скважин.
2. Откачка жидкости осуществляется периодически.
3. Для накопления жидкости скважина должна оборудоваться зумпфом.
4. В затрубном пространстве поддерживается давление, равное давлению насыщения.

2 Накопление свободного газа в затрубном пространстве приводит к следующим осложнениям: уменьшению притока жидкости, снижению и срыву подачи насоса вследствие снижения динамического уровня, образованию газогидратов, ускоренному коррозионному износу узлов оборудования, вредному влиянию на атмосферу при так называемых «разрядках скважины» и др. В связи с отрицательным влиянием газа в

затрубном пространстве на эффективность работы УЭЦН требуется разработать метод, который позволяет снижать давление газа, возникающее в затрубном пространстве скважин, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, автоматически, несмотря на температурные условия окружающей среды и значения давления в выкидной линии.

1.3. Анализ применяемого оборудования на нефтяных скважинах с высоким давлением газа в затрубном пространстве

Современные методы увеличения добычи нефти и разработки нефтяных месторождений, ухудшение условий работы нефтяных скважин по ряду известных причин требует разработки новейших технических устройств подъема пластовой продукции нефтяных скважин и технологий их применения [70]. Одним из актуальных направлений совершенствования технологии добычи нефти является снижение давления газа в затрубном пространстве. Принудительный отбор газа из затрубного пространства скважины позволяет исключить выбросы вредных веществ в атмосферу, свести к минимуму риск отжатия динамического уровня к приему насоса и последующего ее выхода из строя, предотвратить прямые потери нефтяного газа, стабилизировать динамический уровень жидкости и тем самым увеличить МРП скважины [121].

Существенное вредное влияние на электроцентробежные насосы оказывают газовые пробки. Подача центробежного насоса периодически нарушается вследствие поступления больших объемов газа на прием погружного насоса. Очевидно, что это обусловлено в скважине перемежающимся движением газа и нефти до приема электроцентробежного насоса. В процессе укрупнения образовавшихся газовых пузырьков в процессе движения пластовой жидкости по обсадной колонне образуются сплошные полости газа при давлениях менее давления насыщения. В связи с тем, что минимальное значение отношения площади его поверхности к объему способствует состоянию формирования устойчивой равновесной системы, происходит их укрупнение при полном расслоении фаз. Разрыв

потока жидкости наблюдается при поступлении в погружной насос больших объемов газа, и далее газом заполняется свободное пространство 74 центробежного насоса. В результате этого происходит кратковременный срыв подачи погружного насоса, а также снижается нагрузка на узлы насосной установки. Кроме этого, срыв подачи погружного насоса приводит к перегреванию и выходу из строя привода установки. Таким образом, снижение давления газа в затрубном пространстве является значительным резервом увеличения добычи нефти, поэтому в настоящее время на нефтедобывающих предприятиях эта техническая задача решается различными методами [105,109,112]: - перепуск газа из затрубного пространства клапанными устройствами; - откачка газа с помощью компрессоров; - удаление газа с применением диспергаторов; - удаление газа струйными аппаратами из затрубного пространства скважин.

1.3.1. Клапанные устройства для удаления газа из затрубного пространства

Повсеместное применение на промыслах напорной системы сопровождалось ростом устьевых давлений скважин, что также вызывает увеличение затрубного давления. Для отеснения уровня пластовой продукции до уровня приема погружного насоса и предотвращения предельного увеличения давления газа в затрубе на устье нефтяной скважины устанавливают устьевые специальные клапана. Однако, стандартное размещение обратного клапана неэффективно при эксплуатации скважины в условиях низких температур (вследствие его замерзания), кроме того, в указанных условиях снижение величины давления свободного газа в затрубе возможно лишь при значении давления в коллекторе, которое в отдельных случаях бывает недопустимо высоким и достигает 35 ...40 атм. Известен ряд автоматических устройств и способов для сброса свободного газа из затрубного пространства нефтяных скважин. 75 Клапанное устройство для перепуска свободного газа из межтрубного пространства в НКТ, которое состоит из гидравлического канала и обратного клапана

описано в [81]. Возможность перепуска свободного газа в НКТ появляется лишь в тех случаях, когда давление газа в затрубном пространстве больше давления скважинной жидкости в колонне НКТ и поэтому это устройство имеет низкую эффективность в работе. Для предотвращения накопления газа в затрубном пространстве предложен газлифтный клапан [33]. Устройство клапана предусматривает его срабатывание при перепаде давления на 0,05 МПа и перепуск накопившегося газа в колонну насосно-компрессорных труб. При этом необходимо предусмотреть зарядку воздухом на линейное давление сальфона газлифтного клапана. Предусматривается установка данного газлифтного клапана в эксцентричной НКТ, устанавливаемого на второй трубе от устья скважины при её ремонте. Находясь в нефтяной скважине газлифтный клапан не подвержен замерзанию. Рассматриваемые газлифтные клапана в настоящее время установлены на нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, Правдинского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз». Известен способ перепуска газа из затрубного пространства (рис. 4.1), который предусматривает расположение клапана лифтового для эксплуатационных колонн в колонне НКТ на глубине не менее 30 метров от устья скважины [85]. Клапан лифтовый для эксплуатационных колонн предназначен для автоматического стравливания газа из затрубного пространства скважины в верхнюю часть колонны НКТ и далее в выкидную линию.

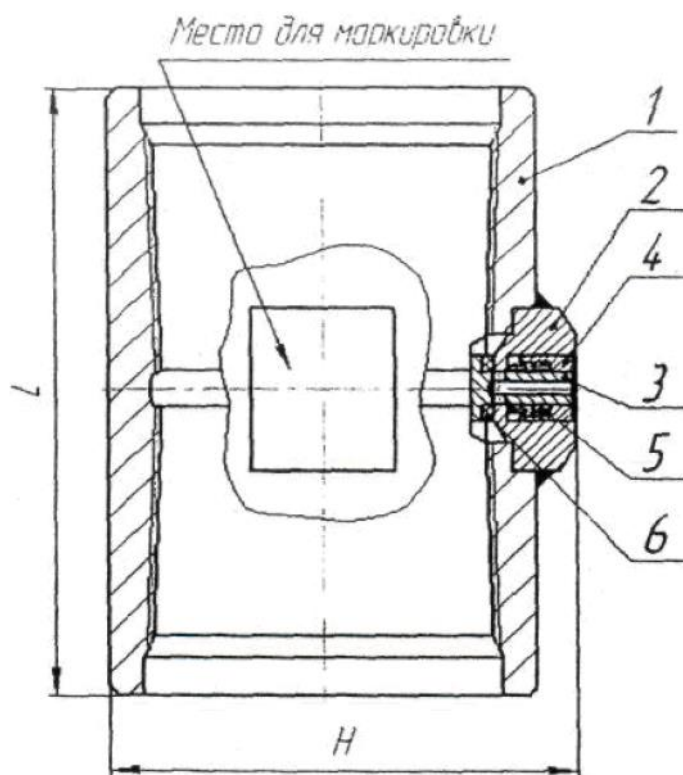


Рис. 4.1 - Общий вид клапана: 1 – корпус (муфта); 2 – корпус; 3 – золотник; 4 – гайка; 5 – пружина; 6 – прокладка уплотнительная.

Недостатком данного клапана является то, что срабатывание клапана лифтового для эксплуатационных колонн происходит только при превышении давления газа в затрубном пространстве скважины более 0,2...0,3 МПа давления в лифте. Также существует клапанное устройство, работающее в автоматическом режиме и состоящее из устройства для управления его работой и обратного клапана, которое выполнено в виде поршня и корпуса [4]. С помощью двух concentric установленным под ним толкателя и гофрированных трубок поршень связан с выкидной линией. В стенках корпуса предусмотрены клиновидные толкатели, имеющие пружины. При помощи гидравлического канала обратный клапан соединен с выкидной линией [4]. Вследствие выпадения конденсата из пластовой продукции и расположения данного устройства на выкидной линии недостатком клапанного аппарата можно отметить замерзание обратного клапана при низких температурах, а замерзание гофрированных трубок приводит в устройстве для управления работой обратного клапана к

нарушению герметичности и их разрыву. В целом конструкция данного автоматического клапанного устройства является сложной и громоздкой.

1.3.2. Откачка газа с помощью компрессоров

Применение компрессорных установок, обеспечивающих быструю самоосушаемость и увеличение добычи, являются одним из способов снижения давления свободного газа в затрубном пространстве. Метод заключается в принудительном отборе газа из затрубного пространства скважин с помощью специальных компрессорных установок: внутрискважинных, поверхностных, подвесных, стационарных, передвижных и т.д. В ОАО "Оренбургнефть" совместно с РГУНГ им. И.М. Губкина и рядом других организаций разработана концепция применения и развернуто внедрение разработанных и запатентованных компрессорных установок. Результаты внедрения на нефтяной скважине НГДУ «Бузулукнефть» ОАО «Оренбургнефть» газового компрессора представлены в таблице

4.1. Таблица 4.1 - Результаты внедрения в НГДУ «Бузулукнефть» газового компрессора

№ скважины	Тип насоса	Q жидкости, м ³ /сут		Q нефти, т/сут		Сред. сут. эффект., т/сут
		до процесса внедрения	после процесса внедрения	до процесса внедрения	после процесса внедрения	
221	ЭЦН	20	50	12.3	29.9	17.6

Эксплуатация компрессоров осложняется из-за трудоемкости обслуживания и монтажа, а также вследствие отсутствия методики по подбору нефтяных скважин для их использования.

1.3.3. Удаление газа с применением диспергаторов

Диспергатор предназначен для измельчения в пластовой жидкости пузырьков газа, подготовки однородной газожидкостной смеси и подачи ее на вход погружного центробежного насоса. 78 Диспергирующие устройства в России были разработаны и прошли промысловые испытания более 30 лет

назад. В этих диспергаторах в качестве рабочих ступеней использовали модифицированные рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН (например, со сквозными отверстиями) или осевые ступени. В настоящее время, в выпускаемых диспергаторах продолжают использоваться подобные ступени. В последние годы, как в зарубежной, так и в отечественной практике применяются диспергирующие устройства AGN (Advanced Gas Handling) фирмы REDA, ОАО «Борец» [2]. Однако существующие диспергаторы громоздки: рекомендуемое количество ступеней обычно должно быть не менее 20 – 40. Также эффективность диспергирующих ступеней значительно снижается из-за объемных утечек (примерно до 5%). К основным недостаткам диспергаторов относятся низкий коэффициент полезного действия, невысокая эксплуатационная надежность, нестабильность в работе и необходимость поддержания высоких давлений. Можно отметить, что приобретать диспергаторы имеет смысл только в том случае, если они обеспечивают наиболее сильное дробление газовых пузырьков при прохождении через многоступенчатый центробежный насос. Кроме этого, экспериментами [42,43] установлено, что в случае работы погружного насоса в бескавитационном режиме на высокопенистой газожидкостной смеси предварительное диспергирование газа в ГЖС не приводит при прочих равных условиях к изменению характеристики.

1.3.4. Удаление газа из затрубного пространства скважин струйными устройствами

В силу особенностей конструктивного исполнения и своей работы струйные аппараты нашли применение во многих нефтегазодобывающих процессах: бурении и освоении нефтяных и газовых скважин, подъеме жидкости и газа, повышении нефтеотдачи пластов, очистке призабойной зоны нагнетательных и 79 добывающих скважин [6]. Это связано с отсутствием подвижных частей, простотой их конструкции, хорошей надежностью, а также способностью работать в осложненных условиях: при повышенном содержании в пластовой жидкости свободного газа и

механических примесей, а также в условиях агрессивности инжектируемой продукции и повышенных температур. Технологии, основанные на применение струйных насосов в настоящее время широко используются на месторождениях Западной Сибири в России, на Украине, в Белоруссии, в США для добычи нефти [70, 71]. В 1852 году Д. Томпсоном был изобретен струйный насос и в 1859 году Ж. Вентури применен на практике. При расчетах струйных аппаратов в основу берут следующие методики: Ефимочкина Г.И., Зингера Н.М., Каменева П.Н., Мищенко И.Т., Помазковой З.С. и других исследователей [10, 11, 57, 70, 132]. Основными производителями установок струйных насосов за рубежом являются National, Oil Well Guiberson, КОВЕ для добычи нефти [6,55,62,84,95,96,136]. В табл. 4.2 представлены некоторые данные о работе струйных аппаратов американских фирм National и Guiberson на нефтяных скважинах НГДУ «Ватъеганнефть».

В табл. 4.3 приведены результаты испытаний струйных устройств на Талинском месторождении в АО «Кондпетролеум» [45,82].

Таблица 4.2 - Показатели работы струйных аппаратов в НГДУ «Ватъеганнефть»

Куст/скважина	Давление закачивания, МПа	Дебит, м ³ /сут	Расход пластовой жидкости, м ³ /сут
162/2077	11	126,7	96
162/5430	11	124	116
162/2000	11	101,5	103

~

Таблица 4.3 - Показатели испытаний струйных аппаратов в АО «Кондпетролеум»

Куст/скважина	Давление закачивания, МПа	Обводненность, %	Дебит, м ³ /сут	Расход пластовой жидкости, м ³ /сут
141/5261	16,5	50...65	63	137
141/5287	8,7	10...15	38	85
141/5800	7,5	30...35	46	183

Для пробы нефтяных пластов, освоения скважин (Trico Industries) при работе горизонтальных скважин с использованием непрерывной колонны насосных труб (Jet Production Systems) и при добыче пластовой продукции с механическими примесями и повышенным газовым фактором (National Supply, Dresser Industries, Trico Industries и др.) и т.д. фирмы США применяют струйные аппараты. В ПО «Укрнефть» в период с 1980 по 1985гг. проводились испытания скважинных струйных аппаратов для эксплуатации нефтяных скважин (табл. 4.4).

Таблица 4.4 - Показатели результатов испытаний струйных аппаратов для эксплуатации нефтяных скважин

Параметры работы струйной установки	Устьевое давление рабочего агента, МПа				
	16,5	15,5	12	8	4,5
Давление, МПа:					
буферное в системе нефтесбора	6	6	6	6	6
рабочей смеси перед соплом	32	31	27,5	23,5	20,5
на приеме струйного устройства	7	8,05	9,85	10,9	11,85
на выкиде струйного устройства	14,2	14,4	14,7	15	15,3
Расход, м ³ /сут:					
рабочей смеси	105	104	83	57	35
инжектируемой продукции	56	37	23	11	0
Рассчитываемый коэффициент инжекции	0,6	0,4	0,3	0,22	0
Относительный перепад давлений	0,288	0,277	0,275	0,326	0,4
Коэффициент инжектирования	0,52	0,35	0,27	0,197	0

Режим работы струйного аппарата на скв.207-Долина рассмотрен в [75]. До момента перевода на эксплуатацию струйным аппаратом эта скважина работала с глубинным штанговым насосом при указанных параметрах: типоразмер насоса НГН-2-56, давление на забое 17,8 МПа, фактическая подача 35 м³/сут, газовый фактор 90 м³/т, коэффициент продуктивности 10 т·МПа/сут, интервал перфорации 2649-2700 м, давление пласта 21,3 МПа, глубина спуска штангового насоса 1560 м, длина хода плунжера 3 м, число качаний балансира 8,1, диаметр эксплуатационной колонны 146 мм, теоретическая подача 60 м³/сут, обводненность продукции 40%. Работа штангового глубинного насоса осложнялась из-за значительного

содержания в пластовой продукции скважины парафина, выпадающего в НКТ в интервале от 0 до 800 м от устья, влияния свободного газа. В процессе работы скважины ставилась задача: определение добывных возможностей струйного аппарата при одинаковых с СШН глубинах и существующих параметрах рабочего агента (устьевое давление в диапазоне от 11 до 16,5 МПа) на данном месторождении. Продолжительность эксплуатации скважины составила полгода. В процессе испытаний оценена работоспособность наземного и погружного оборудования и отработаны основные методы технологии эксплуатации струйного аппарата. Вследствие снижения влияния свободного газа по сравнению с СШН произошло значительное увеличение отбора жидкости из нефтяной скважины. В Российской Федерации разработкой струйных устройств для эксплуатации нефтяных скважин занимаются Гипротюменнефтегаз, ФГБОУ ВПО «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина» и другие производственные и научные организации [71]. Применение струйных устройств для подъема пластовой продукции нефтяных скважин предъявляет повышенные требования к устройству установки в целом. Это связано с тем, что для обеспечения их эксплуатации необходимы 3 потока: подвод инжектируемой и рабочей жидкостей и отвод смешанного (суммарного) потока. Помимо этого габаритные размеры тех элементов 82 установки, которые непосредственно установлены в нефтяной скважине, ограничивает диаметр эксплуатационной колонны. Опыт применения струйных устройств для подъема жидкости из скважин, шахт, колодцев способствовал разработке двух принципиальных конструкций: погружного силового насоса и с использованием силового поверхностного оборудования (имеется ввиду водовод высокого давления или силовой насос). Использование силового оборудования, расположенного на поверхности требует не менее двух независимых потоков – подвод рабочей жидкости и отвод суммарного потока, при применении силового погружного насоса совпадают оси всех трех линий. Для условий работы в нефтяных скважинах более приемлемой с точки зрения габаритных размеров

установки оказывается устройство с силовым погружным насосом. Необходимо отметить, что применение силового поверхностного оборудования имеет следующие преимущества: имеется возможность, во-первых, подавать различные добавки (деэмульгаторы, ПАВ и др.) в рабочую жидкость, во-вторых, регулировать расход пластовой продукции и давление, в-третьих, применять энергию гидростатического столба жидкости. Отмеченные преимущества и в основном определили возможность применения силового поверхностного оборудования. И.Т. Мищенко была предложена схема установки, работающая по тандемной технологии «УЭЦН - струйный насос» в 1968 году. Данная установка за счет максимального использования энергии свободного газа разработана с целью повышения эффективности и оптимизации подъема пластовой продукции. Установка включает погружной агрегат УЭЦН, на выходе которого установлен струйный насос, гидравлически связанный с затрубным пространством через обратный клапан. Непрерывная принудительная откачка газа осуществляется за счет создания в насосно-компрессорных трубах области более низкого по сравнению с затрубным пространством скважины давления путем применения эжекторного устройства на выкиде УЭЦН и сообщения полости НКТ с затрубным пространством в области камеры смешения эжектора [3]. Эта установка 83 предназначена для откачки газожидкостной смеси, расположенной ниже динамического уровня. Однако большая глубина спуска струйного насоса в непосредственной близости с УЭЦН может привести к прорыву газа на приеме насоса. Можно также отметить, что использование установок, работающих тандемным способом, позволяет [70]: - в процессе подъема пластовой продукции эффективно использовать отсепарированный свободный газ на входе в погружной насос методом его перепуска через струйный аппарат из затруба в колонну НКТ с созданием оптимальной структуры ГЖС; - облегчить и ускорить вывод скважины на установившийся режим работы после её остановки или глушения и вызов притока; - обеспечить стабильный режим эксплуатации системы «погружная установка

– скважина – пласт» и легко регулировать дебит нефтяной скважины и забойное давление; - снизить, стабилизировать токовые нагрузки погружного электродвигателя; - при неконтролируемом изменении условий эксплуатации (обводненность, пластовое давление и др.) установить и поддерживать оптимальный режим работы установки ЭЦН; - предотвратить фонтанирование нефтяной скважины по затрубному пространству с образованием в нем гидратных и парафиновых пробок; - повысить наработку на отказ элементов УЭЦН; - увеличить КПД добывающей системы; - улучшить процесс охлаждения погружного электродвигателя. Использование струйного устройства в компоновке с погружным электроцентробежным насосом позволяет облегчить процесс поддержания давления в затрубном пространстве нефтяной скважины на уровне давления создаваемого в коллекторе, что предотвращает процесс снижения динамического уровня, способствует экономическому эффекту вследствие снижения расхода электрического кабеля и НКТ [16,21]. 84 Несмотря на существующие достоинства струйных установок, имеется существенный недостаток – это низкий КПД - до 20%. Таким образом, рассмотрены методы защиты и известные устройства электроцентробежных насосов от газа. В таблице 4.5 систематизированы и приведены характеристики методов снижения давления свободного газа в затрубном пространстве.

Таблица 4.5 - Методы защиты и устройства ЭЦН

Методы Характеристики методов	Применение струйных насосов	Применение диспергаторов	Перепуск затрубного газа	
			в выкидную линию или НКТ	откачка в выкидную линию или НКТ
Устройство для осуществления метода	Два независимых гидравлических канала + поверхностный агрегат	Диспергаторы	Обратный клапан, в трубной головке	Эжекторы и компрессоры
Функциональные возможности	Отбор газожидкостной смеси без накопления газа в затрубье	измельчение в пластовой жидкости газожидкостной смеси	Перепуск газа из затруба в выкидной нефтепровод или в НКТ	Перепуск газа пониженного давления в выкидную линию
Недостатки	Низкий КПД до 20%	Громоздкость, низкий КПД	Перепуск газа до давления в выкидной линии или в НКТ. Замерзание устройств на устье	Невозможность применения эжекторов с УСШН, замерзание устройств на устье
Состояние внедрения и его результаты	Промышленные испытания в ПО «Укрнефть»	Промышленные испытания в БашНИПИНефть, СибНИИИП	Клапанами стандартно оборудована устьевая арматура	Внедрение компрессоров в ОАО «Оренбургнефть», эжектора в УЭЦН «ЮНГ»

Показано, что определение способа снижения давления свободного газа в затрубном пространстве зависит от многих условий добычи: метода эксплуатации скважины, величины газового фактора и содержания газа на приеме погружного насоса, дебита нефтяной скважины, обводненности пластовой продукции. Анализ 85 преимуществ и недостатков рассмотренных методов выявил оптимальность использования автоматических клапанных устройств для снижения давления газа в затрубном пространстве нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, и перепуска свободного газа внутрь НКТ несмотря на величину давления газа в затрубье и температурные условия эксплуатации скважины.

Главы 2, 3, 4 являются конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании ООО «Газпромнефть-Хантос»

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП.

Целью данной работы является, совершенствование технологий гидроразрыва пласта (ГРП) на Южно-Приобском нефтяном месторождении (ХМАО) ООО «Газпромнефть-Хантос». В этой главе будет рассмотрена и рассчитана стоимость проведения работ на примере одной скважины.

ГРП относится к дорогостоящему методу по интенсификации притока, как на нефтяных, так и на газовых месторождениях. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна.

Для проведения данного метода интенсификации, также будут необходимы следующие техника и реагенты, расчеты которых будут приведены в таблицах ниже.

5.1 Расчет материальных затрат на проведение ГРП

При расчете принимался «классический» метод проведения ГРП для скважины № 16р Южно-Приобском нефтяном месторождении (ХМАО) ООО «Газпромнефть-Хантос». Для проведения ГРП, необходима специальная бригада, состоящая из 30 человек. Расчет материальных затрат представлен в таблице 6[5].

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м УАЗ ПАТРИОТ был в пути 400 км, следовательно, при расходе топлива 15л/100 км было потрачено 30 литров.

Насос использовался в рабочем режиме, в течение всего периода работ, с учетом этого режима расхода равного 30 л/ч, было потрачено 30 литров

дизельного топлива.

Исходя из таблицы 6 видно, что расчет затрат на проведение ГРП проводится на момент закупки реагентов. Также следует учитывать, что реагенты, необходимые для проведения ГРП, хранятся в специальных цистернах.

Таблица 6 - Расчет материальных затрат на проведение ГРП

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед. + НДС, руб.	Стоимость комплекта, руб.
Спецодежда	30	10 000	300 000
Полотенца	30	400	12 000
Средства гигиены	30	200	6 000
ГСМ для насоса	30 литров	34 руб./литр	6 800
ГСМ для а/м УАЗ ПАТРИОТ	18 литров	35 руб./литр	630
ГСМ для цистерны	95 литров	34 руб./литр	3 230
Ингибитор разбухания глин	10	15 000	150 000
Ингибитор солеотложения	9	8 000	72 000
Ингибитор по борьбе с водопритокком	20	7 500	150 00
ПАВ	120	3 000	360 000
Ингибитор по борьбе с АСПО	65	9 000	585 000
Итого:	-	-	1 465 660

Вывод: для осуществления ГРП, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1 465 660 рублей.

Ниже в таблицах представлено оборудование для проведения ГРП

Таблица 7 - Необходимое оборудование для ГРП

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1.	Промывка труб и забоя от загрязнений	Насос модели FC2551
2.	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водоприходу	Смешивающий агрегат («Блендер»)
3.	Закачка буферной жидкости	Насос
4.	Закачка проппанта	Насос
5.	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
6.	Доставка жидкости до базы для утилизации (200 км)	Цистерна Sanji JSJ5253GYG

Таблица 8 - Специальная техника для проведения ГРП

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1.	Доставка рабочих до места проведения работы, сопровождение(100 км).	а/м УАЗ ПАТРИОТ
2.	Установка манифольдов	Кран (НИТАСН)

5.2. Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное при проведении операции ГРП в таблице 9[8].

Таблица 9 - Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./12 часов.
		одного объекта	всего	
а/м УАЗ ПАТРИОТ	1	400 000	400 000	109,6
Насос	4	650 000	2600 000	1780,8
Цистерна	1	350 000	350 000	95,9
Смешивающий агрегат	1	500 000	500 000	171,2
Кран	1	400 000	400 000	273,9
НКТ	20	15 000	300 000	102,7
ГНКТ	1	25 000	25 000	17,1
Хвостовик	1	560 000	560 000	383,6
ИТОГО	20	2 900 000	2 535 000	1469,1

Примечание: Амортизация рассчитывается по формуле 3, срок пользования ГКТ, ГНКТ, хвостовика- 2 года; у а/м УАЗ ПАТРИОТ и крана – 5 лет, насосы – 4 год, цистерна- 5 лет, смешивающего агрегата- 5 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным одной смене (12 часов).

Затраты на амортизацию вычислим по формуле:

$$P_A = \frac{P_{\Phi y}}{n_э}, \quad (3)$$

где $n_э$ – срок эксплуатации, P_A - стоимость амортизации, $P_{\Phi y}$ - стоимость активов.

Вывод: Для проведения «классического» ГРП необходима техника, которая приведена в таблице 5.3.1 Срок годности каждого оборудования различен. Сумма амортизаций всех техники за одну смену (12 часов) составила 1469,1 руб.

5.3. Расчет заработной платы

Расчет заработной платы сотрудников за выполненные работы представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент (ед.)	Зарботная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	Итого заработная плата, руб.(месяц)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (12 часов).
Оператор ГРП	3	15 400	4 620	23 100	129 360	21 560
Оператор ДНГ	5	8 700	2 610	13 050	121 800	20 300
Главный специалист по бурению	1	12 300	3 690	18 450	34 440	5 733,3
Главный специалист по ТКРС	1	10 500	3 150	15 750	29 400	4 900
Полевой супервайзер	1	8 560	2 568	12 840	23 968	3 994,6
Машинист	7	5 650	1 695	8 475	110 740	18 456,7
Помощник буровика	5	7 700	2 310	11 550	55 800	9 300
Геофизик	3	9 230	2 769	13 845	77 532	12 922
ИТОГО:	30	78 040	23 412	117 010	583 040	97 106, 6

Районный коэффициент будет равен 1.5. Работа выполняется за 12 часа.

Вывод: По данным из таблицы 10 можно сделать вывод, что для проведения ГРП потребуется бригада из 30 человек, заработная плата которой составит 97 106,6.

5.4. Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 5.5.1 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: пенсионный фонд России (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ОСС). [9]

Таблица 11 - Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ОСС, 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1%
Оператор ГРП	21 560	43,1	4 743,2	625,2	109,9
Оператор ДНГ	20 300	40,6	4 466	588,7	109,5
Главный специалист по бурению	5 733,3	11,5	1 261,3	166,3	29,2
Главный специалист по ТКРС	4 900	9,8	1 078	142,1	24,9
Полевой супервайзер	3 994,6	7,9	879	115,8	20,1
Машинист	18 456,7	36,9	4 060	535,2	94,1
Помощник буровика	9 300	18,6	2 046	26,97	47,4
Геофизик	12 922	58,8	2 843	374,7	65,9
Итого		227,2	21 376,5	2 574,9	501,3
			24 679,9		

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 11.

Вывод: Страховые тарифы зависят от Приказа Министерства труда и социальной защиты РФ. Для расчета таблицы 5.5 использовался приказ от 25.12.12 N 625н, при помощи которого была подсчитана общая сумма, которая уходи во внебюджетные фонды в данной ситуации, и она составила 24 679,9 руб.

5.5. Расчет контрагентных услуг эффективности проведения ГРП

В таблице 12 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения ГРП [4].

Таблица 12 - Услуги

Подрядная организация	Тариф, руб.	Затраченное время	Стоимость работы, руб.
Гидродинамические исследования скважин	40 000	6	240 000
Хранение реагентов	25 000	5	125 000
ИТОГО			365 000

Вывод: Для проведения гидроразрыва пласта, необходимо нанять сервисные компании, которые предлагают сопутствующие технологии при ГРП. Сумма, потраченная на такие компания составило 365 000 руб.

5.6. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию ГРП представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Затраты на организационно-технические мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Материальные затраты	1 465 660	Согласно таблице 8
2.	Амортизационные отчисления	1 469,1	Согласно таблице 9
3.	Затраты на оплату труда за выполненную работу	97 106,6	Согласно таблице 10
4.	Отчисления во внебюджетные фонды	24 679,9	Согласно таблице 11
5.	Контрагентные услуги	365 000	Согласно таблице 12
6.	Итого основные расходы	1 818 855,6	
7.	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	288 616,9	
7.	Всего затраты на мероприятие	2 112 472,5	

Вывод: Итак, исходя из таблицы 14, для полного проведения работ, по интенсификации притока с учетом покупки нового оборудования такого как: насосно-компрессорные трубы (НКТ), гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), а также включая амортизационные отчисления на вышеописанное оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 2 112 472,5 рублей.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При разработке низкопроницаемых коллекторов все большее применение находят технологии, связанные с методом гидравлического разрыва пласта как способа интенсификации притока жидкости, а также способа разработки залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. В связи с этим возникает необходимость оценки результатов применения данной технологии на процессе извлечения нефти.

Рабочей зоной инженера по ГРП является куст, скважина. Основной деятельностью инженера ГРП является поддержание правильного режима закачки продавочной жидкости, жидкости песконосителя; контроль параметров разрывапласта; разборка, ремонт и сборка оборудования для гидравлического разрыва и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период;

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

6.1 Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 13 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ГРП».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) [3]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению

Для анализа вредных факторов рабочей зоны рассмотрим основные элементы производственного процесса, приведенные в таблице 14.

Таблица 14 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ГРП

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для гидравлического разрыва пласта; 2. Обработка паром высокого давления оборудования скважин и выкидных линий; 3. Контроль параметров гидравлического разрыва; 4. Расшифровка показаний приборов контроля и автоматики.	1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Поражение электрическим током; 3. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.003-83 [1]. ГОСТ 12.1.012-2004 [2]. ГОСТ 12.1.005-88[4]. ГОСТ 12.1.030-81 [5]. ГОСТ 12.4.011-89[6]. ГОСТ 12.2.062-81[7]. ГОСТ 12.2.003-91[8]. ГОСТ 12.1.038-82[10]. ГОСТ 12.1.019-79[11]. ГОСТ 12.1.004-91[15]. ГОСТ 12.1.011-78[16]. ГОСТ 12.1.010-76[17].

Повышенный уровень шума и вибрации

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83[1] (1999). При осуществлении гидравлического разрыва пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Согласно ГОСТ 12.1.012-90[2] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ГРП составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки);
- соблюдение режима труда и отдыха;

- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание).

6.1.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Парабельского районе составляет: в июле плюс 14-20° С, в январе минус 25-45° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 15

Таблица 15 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [3]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противознцефалитные костюмы.

6.1.3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При гидравлическом разрыве пласта есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л [3]. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 16.

Таблица 16. Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [24]

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин – сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы

должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм [23]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[4] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов (ГОСТ 12.2.003-91[5])

Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Механизм поражения человека электрическим током чрезвычайно сложен и сопровождается термическим, электролитическим и биологическим воздействиями. При этом возможны необратимые нарушения функциональной деятельности жизненно важных органов человека.

При термическом действии тока возможны ожоги отдельных частей тела, нагрев до высокой температуры кровеносных сосудов, нервов, сердца, мозга и других органов, что может вызывать в них серьезные функциональные расстройства, вплоть до необратимых.

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены и занулены в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для определения технического состояния заземляющего устройства должны производиться:

внешний осмотр видимой части заземляющего устройства;

осмотр с проверкой цепи между заземлителем и заземляемым элементом, а также проверка пробивных предохранителей трансформаторов;

измерение сопротивления заземляющего устройства (с составлением акта);

проверка цепи «фаза-ноль»;

проверка надежности соединений естественных заземлителей;

выборочное вскрытие грунта для осмотра элементов заземляющего устройства, находящегося в земле.

Показатели пожаро- и взрывоопасности:

-температура вспышки нефти – 28 0С;

-температура самовоспламенения нефтяного газа – 450 0С.

Проходное отверстие для силового кабеля в планшайбе должно иметь герметичное уплотнение. Силовой кабель от станции управления к устью скважины укладывается на специальных стойках-опорах, прогиб кабеля не должен превышать 50 см. Фланцевые соединения фонтанной арматуры должны быть герметичны. Броня кабеля заземляется с одной стороны шпилькой за нижний фланец колонной головки, с другой – за станцию управления.

Двери станции управления и смотровые окна трансформатора должны быть закрыты. Площадка СУ оборудуется перилами и лестницами. Монтаж и демонтаж, осмотр и ремонт наземного электрооборудования, а так же его наладку проводит только электротехнический персонал. Площадка СУ должна быть заземлена.

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях[6]:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим

частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются СИЗ, плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Пожароопасность и взрывоопасность

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход.

Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) [13].

Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

6.2. Экологическая безопасность

Таблица 16. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении ГРП [21]

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Не комплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других	Проведение комплекса природоохранных мероприятий,

	представителей животного мира, браконьерство	планирование работ с учетом охраны животных
--	---	--

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;

- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] [25] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

- 1) герметизировать устье скважины превенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

- 2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

- 3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной

жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбурировании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию це-лесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нефтяные и газовые скважины, как и любой предмет человеческой деятельности, несет негативный вред на окружающую среду. И кроме правил и норм эксплуатации скважин, для снижения воздействий на экологию, органами государственной власти приняты ряд законов, регулирующих деятельность нефтеперекачивающих компаний и обслуживающих организаций.

Точно так же, с законодательной стороны регулируются и действия организаций в случае чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [9].

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Целями настоящего Федерального закона являются:

- предупреждение возникновения и развития чрезвычайных ситуаций;
- снижение размеров ущерба и потерь от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- разграничение полномочий в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций между федеральными органами исполнительной

власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления и организациями.

Основными задачами единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций являются:

- разработка и реализация правовых и экономических норм по обеспечению защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- осуществление целевых и научно-технических программ, направленных на предупреждение чрезвычайных ситуаций и повышение устойчивости функционирования организаций, а также объектов социального назначения в чрезвычайных ситуациях;
- обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств, предназначенных и выделяемых для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- подготовка населения к действиям в чрезвычайных ситуациях, в том числе организация разъяснительной и профилактической работы среди населения в целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций;
- организация оповещения населения о чрезвычайных ситуациях и информирования населения о чрезвычайных ситуациях, в том числе экстренного оповещения населения;
- прогнозирование угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций, оценка социально-экономических последствий чрезвычайных ситуаций;
- создание резервов финансовых и материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- осуществление государственной экспертизы, государственного надзора в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;

- осуществление мероприятий по социальной защите населения, пострадавшего от чрезвычайных ситуаций, проведение гуманитарных акций;
- реализация прав и обязанностей населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций, а также лиц, непосредственно участвующих в их ликвидации;
- международное сотрудничество в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Инструктаж сопровождается практическим показом безопасных приемов работы с обязательным их повторением инструктируемым работником и завершается устной проверкой приобретенных работником знаний и навыков безопасных приемов работы лицом, проводившим инструктаж.

Проверка знаний проводится раз в год на рабочем месте.

А также знакомство и соблюдение законодательных, нормативных документов.

ГОСТ 12.1.003-2014 - Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 - Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.030-81 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.038-82 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.1.019-79 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.1.004-91 - Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.011-78 - Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

ГОСТ 12.1.010-76 - Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123

ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»

Заключение

В данной работе был проведен комплексный анализ модернизации фонтанной арматуры эксплуатационных скважин с целью решения проблемы, связанной с замерзанием обратного клапана.

Анализ результатов позволил сделать следующие выводы:

- технология отбора газа с затрубного пространства компрессорной установкой с целью увеличения нефтеотдачи пласта позволяет увеличить добычу жидкости.
- изменением затрубного давления газа можно регулировать динамический уровень и создавать оптимальный уровень депрессии для каждой скважины.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что модернизации фонтанной арматуры эксплуатационных скважин с целью решения проблемы, связанной с замерзанием обратного клапана, целесообразно. Благодаря предложенному варианту отбора газа с затрубного пространства компрессорной установкой, объем добываемой жидкости увеличится.

Приведен обзор и анализ известных технологий отбора свободного газа из затрубного пространства нефтяных скважин, оборудованных УЭЦН. В результате анализа опыта процесса работы УЭЦН на нефтяных месторождениях установлено негативное влияние высокого давления газа в затрубном пространстве на работоспособность оборудования

Список использованной литературы:

1. Каневская Р. Д. “Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта”, Москва, ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999
2. Economides, M. J., Oligney, R. E. and Valko, P.P. “Unified fracture design”, Orsa Press, Houston, 2002
3. Economides, M. J., Hill D. A., Ehlig-Economides, C., “Petroleum production systems”, Prentice Hall PTR, NewJersey, 1994
4. Earlougher, R. Jr., “Advances in well test analysis”, monograph, New York-Dallas, 1977
5. Economides, M. J., Nolte, K. G., “Reservoir stimulation”, John Wiley&Sons Ltd, 2000
6. Мак Д., статья “Большие дебиты после эффективного ГПП в России. Методология и процедура проведения расчёта при моделировании характеристик притока скважин после ГПП”
7. Warenbourg, P.A., et al.: “Fracture Stimulation Design and Evaluation”, paper SPE 14379, 1985.
8. Britt, L.K.: “Optimized Oilwell Fracturing of Moderate Permability Reservoirs”, paper SPE 14731, 1985.
9. Meng, H.Z.: “Coupling of Production Forecasting, Fracture Geometry Requirements and Treatment Scheduling in the Optimum Fracture Design”, paper SPE/DOE 16435, 1987.
10. Balen, R.M., Meng, H.Z., Economides, M.J.: “Application of the Net Present Value (NPV) in the Optimization of Hydraulic Fractures”, paper SPE 18541, 1991.
11. McGowen, J.M. Sikora, V.J.: “The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity”, JPT (October), p. 72, 1960.
12. Parts, M.: “Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case”, SPEJ (June), 105 – 118, Trans. AIME 222, 1961.

13. Gringarten, A.C., and Ramey, A.J.: “Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single-Infinite Conductivity Vertical Fracture”, SPEJ (August), 347-360, 1974.