

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.53.(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Сухотин Сергей Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Сухотин Сергей Евгеньевич

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39-68/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Понятие колтюбинговые технологии. 1. Опыт применения отечественных и зарубежных компаний технологии колтюбинга. 2. Технологические особенности применения технологии колтюбинга. 2.3. Применение инновационных колтюбинговых технологий при разработке месторождений углеводородов Технология освоения скважин азотом с применением колтюбинга. 2.4. Перспективы колтюбинга в нефтегазовом сервисе. 3. Применение колтюбинга при проведении гидравлического разрыва пласта. 3. Ремонтно-изоляционные работы с применением гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубы. 3. Визуальное обследование изоляционные работы

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

	внутренней поверхности эксплуатационной колонны при помощи технологии колтюбинга
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ видов работ с применением колтюбинговых технологий	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Анализ применения современных технологий колтюбинга на нефтяных месторождениях	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Анализ видов работ с применением колтюбинговых технологий	
Анализ применения современных технологий колтюбинга на нефтяных месторождениях	
Эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Сухотин Сергей Евгеньевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Сухотин Сергей Евгеньевич		

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Анализ видов работ с применением колтюбинговых технологий	30
27.03.2023	Анализ применения современных технологий колтюбинга на нефтяных месторождениях	30
20.04.2023	Эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений	20
05.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Сухотин Сергей Евгеньевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц, в том числе 7 рисунков, 24 таблицы. Список литературы включает 24 источника.

Ключевые слова: гибкая непрерывная насосно-компрессорная труба, колтюбинг.

Объектом исследования являются работы, в ходе которых применяется технология использования установки гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубы (ГНКТ).

Цель исследования – анализ методов и технологий эффективного применения колтюбинга в технологических процессах эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири.

В процессе исследования были подробно рассмотрены виды работ и связанные с ними операции при использовании колтюбинговой установки на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования и проведенного анализа был сделан вывод, что данная установка является актуальной и перспективной и ее использование несет положительный эффект.

Область применения: капитальный ремонт и глушение скважин, разработка месторождений углеводородов, колтюбинговое бурение, гидравлический разрыв пласта.

Потенциальная экономическая эффективность связана с перспективностью и широким использованием направления при технологических операциях на месторождении.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ ВИДОВ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	13
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КОЛТЮБИНГА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	27
2.1 Применение колтюбинга для капитального ремонта скважин.....	27
2.2 Использование колтюбинга при глушении скважин.....	29
2.3 Применение инновационных колтюбинговых технологий при разработке месторождений углеводородов.....	33
2.4 Перспективы колтюбинга в нефтегазовом сервисе.....	38
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОЛТЮБИНГА В РАЗЛИЧНЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	48
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	53
4.1.1 Цели и актуальность проекта.....	53
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	54
4.1.3 SWOT-анализ.....	56
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	58
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	58
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	60
4.3 Бюджет научно-технического исследования.....	62

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования.....	63
4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования.....	63
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	64
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	66
4.3.5 Накладные расходы.....	66
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
5.2 Производственная безопасность.....	74
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	75
5.3 Экологическая безопасность.....	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	88

ВВЕДЕНИЕ

Развитие нефтяной отрасли в России претерпевает существенные изменения. Главной причиной этого является ухудшение структуры запасов нефти и рост доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Ведь до недавнего времени в стране существовала политика «легкой» добычи углеводородов за счет открытия новых залежей.

В настоящее же время повышение добычи нефти ограничено ввиду истощения запасов на уже открытых месторождениях и отсутствия рентабельности открытия новых месторождений. В результате этого из оборота выпадает гигантский объем промышленных запасов. С учетом того, что нефтяные компании всего мира находятся в постоянной конкуренции, для нормального функционирования их главной и ключевой целью является использование специализированного и постоянно совершенствующегося оборудования для более полного и рационального извлечения нефти на уже открытых месторождениях нефти.

Благодаря постоянно проводимым научным и техническим исследованиям, новые методы и технологии постепенно совершенствуются и открываются. Для решения вышеуказанной проблемы с середины прошлого века используется технология гибких труб, более известная как "колтюбинг". Эта технология позволяет заменять в скважине традиционные сборные насосно-компрессорные трубы и, благодаря своей универсальности и гибкости, обеспечивает доступ к горизонтальным и боковым стволам, устраняя необходимость монтажа /демонтажа бурильной колонны и сокращая время выполнения работ.

Колтюбинг (другое название технологии "намотанные трубы") - одно из наиболее перспективных и развивающихся направлений нефтегазовой специальной техники, позволяющее использовать ее при капитальном ремонте и глушении скважин, разработке месторождений углеводородов, колтюбинговом бурении и т.д.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и аргументирования применения колтюбинга в технологических процессах эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть виды работ, выполняемых с использованием технологии колтюбинга;
2. Проанализировать применение и перспективы технологии колтюбинга на нефтяных месторождениях.
3. Оценить эффективность использования технологии колтюбинга в различных видах деятельности при разработке нефтяных месторождений в Западной Сибири.

Определения, обозначения, сокращения

ГНКТ – гибкая непрерывная насосно-компрессорная труба;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

МРП – межремонтный период;

ЭЦН – электроприводной центробежный насос;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ТГА – азотная установка;

КРС – капитальный ремонт скважин;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

СПО – спускоподъёмные операции;

ГТ – гибкая труба;

ЭВН – электровинтовой насос;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ГИС – геофизические исследования скважин;

КТБ – колтюбинговое бурение;

ПВР – прострелочно-взрывные работы;

ОПД – отрицательный перепад давления.

1. Анализ видов работ с применением колтюбинговых технологий

Колтюбинговые технологии основаны на применении гибких непрерывных труб, вместо традиционных буровых труб и насоснокомпрессорных труб (НКТ) при внутрискважинных работах: капитальном ремонте, в том числе при гидравлическом разрыве пласта, бурении, геофизических исследованиях. Гибкие трубы позволяют получить доступ в горизонтальные и боковые стволы. Перспектива применения безмуфтовой стальной трубы вместо множества свинчиваемых была очевидна на всех этапах развития нефтегазового хозяйства. Первые шаги в России эта технология сделала еще в 1971 году стараниями особого конструкторского бюро бесштанговых насосов. Бурение, подземный ремонт, исследование скважин - все это различные технологии и процессы по назначению, применяемой техники и технологии операций. Для колтюбинга и выше перечисленных технологий общим является применение колонн гибких непрерывных металлических труб. Первым опытом применения непрерывной гибкой металлической трубы для подземного ремонта и добычи пластовой жидкости можно считать спуск установки погружного электроцентробежного насоса. Кабель питания погружного двигателя при этом располагался внутри колонны. В результате чего надежность кабеля многократно увеличивалась по сравнению с традиционными схемами. Помимо этого, выполнение подземного ремонта сводилось к наматыванию трубы на барабан без свинчивания и развинчивания резьбовых соединений колонны. Данное техническое решение имеет много положительных сторон, но в контексте рассматриваемого вопроса важно одно - колонна непрерывных металлических труб использовалась для операций подземного ремонта скважин. Это направление создания нефтепромыслового оборудования не получило дальнейшего развития прежде всего из-за отсутствия на тот момент надежных и дешевых гибких труб.

Приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации установок, с колонной гибких труб, принадлежит фирмам США и Канады. В настоящее время в мире эксплуатируется более 2500 установок колтюбинга, причем их число все время возрастает. В нашей стране их количество на данный момент не превышает 270. Особенностью описываемого оборудования является работа гибкой трубы при наличии пластических деформаций, что требует создания труб с принципиально иными свойствами, чем изготавливаются в настоящее время. Достаточно интенсивные работы в этом направлении, специалисты ведут под эгидой ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Татнефть».

За последние годы спектр выполняемых с помощью колтюбинговых технологий работ многократно увеличился, раньше это были в основном простые промывки, а теперь проводятся сложнейшие технологические операции, включая водоизоляционные работы и зарезку боковых стволов на больших глубинах. На сегодняшний день колтюбинг является одной из наиболее современных технологий для доработки зрелых месторождений. Эту технологию по-прежнему используют для очищения старых, загрязненных скважин.

Колтюбинг имеет ряд преимуществ перед остальными технологиями внутрискважинных работ. Возможность безопасного выполнения работ в скважине, находящейся под давлением, с использованием непрерывной колонны труб, позволяет закачивать жидкости в скважину в любой момент времени независимо от положения или направления движения оборудования. Это обеспечивает значительные преимущества при решении целого ряда технических задач. Колтюбинг применяется в мировой нефтегазовой промышленности достаточно давно, однако для России это достаточно новая, но перспективная технология.

В зависимости от поставленных задач, диаметр труб колтюбинга может быть различным – от 19 мм (0,75 дюйма) до 114 мм (4,5 дюйма). На скважинах

гибкая труба, сматываясь с вращающегося барабана, спускается по гузнеку и далее через инжектор, который обеспечивает давление, необходимое для продвижения гибкой трубы по стволу скважины и преодоления внутрискважинного давления или силы трения в стволе. Затем труба проходит через блок противовыбросовых превенторов, устьевое оборудование и входит в колонну НКТ или обсадных труб.

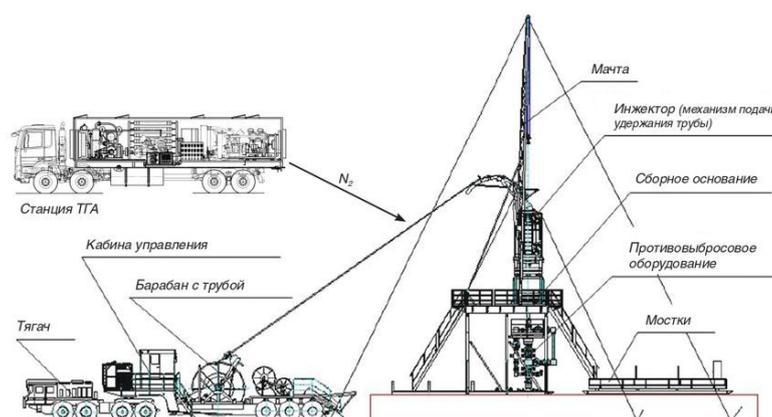


Рисунок 1 - Общий вид колтюбинговой установки

Компоновка на конце гибкой трубы обычно состоит из стандартной гидромониторной насадки и обратного клапана, через которые закачивается жидкость и/или азот. Выносы из скважины отводятся через штуцерную линию и манифольд в желобную емкость.

Использование колтюбинга для вымыва проппанта при пониженном гидростатическом давлении обеспечивает наилучшие условия для возвращения скважины в эксплуатацию после проведения гидроразрыва пласта. Данный метод увеличивает межремонтный период (МРП) ЭЦН и сокращает срок возврата скважин в эксплуатацию по сравнению с традиционными методами освоения.

Типичная операция очистки скважины после проведения ГРП выглядит следующим образом: гибкие трубы спускаются в скважину при периодической подаче рассола до контакта с проппантом, оставшимся в стволе скважины.

Затем на поверхности в рассол закачивается азот, с помощью передвижной станции ТГА (рис. 1, 2, 3), и азрированный азотом рассол подается в скважину через гибкие трубы, очищая ствол скважины до заданной глубины. Общая скорость подачи жидкости и азота рассчитывается таким образом, чтобы создать в продуктивном пласте депрессию в 50 атм. или более.

Через определенные интервалы времени производится отбор проб. Возвратный раствор проверяется на наличие проппанта и/или пластового песка. Для удаления всех твердых частиц и полной промывки скважины в азрированный азотом раствор добавляются пакки геля.



Рисунок 2 - Станция ТГА-20/251С95 на шасси МЗКТ на объекте



Рисунок 3 - Станция ТГА-20/251С95 во время работы

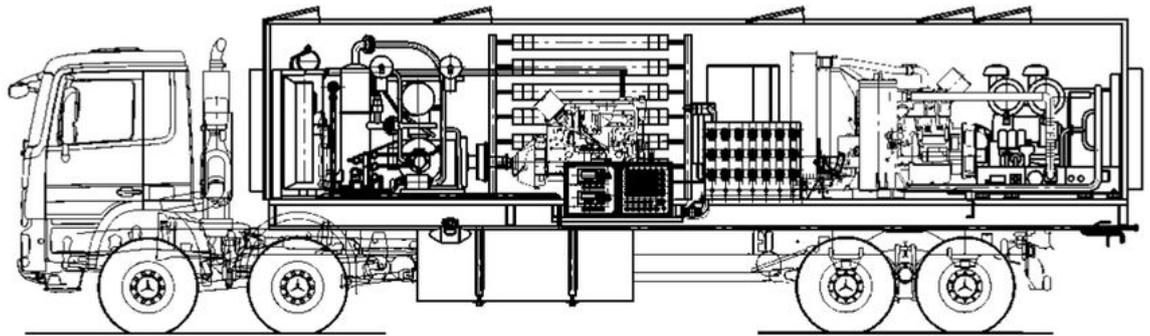


Рисунок 4 - Схема станции ТГА на шасси Mercedes

После окончания промывки путем закачки одного лишь азота, с помощью передвижной станции ТГА, в течение шести часов осуществляется вызов притока и проводится освоение скважины.

Каждые 30 минут производится отбор проб и регистрируются данные по давлению, притоку (в м³/сутки), обводненности нефти и содержанию песка. Скорость закачки азота рассчитывается, исходя из моделирования первых двух двухчасовых периодов фонтанной эксплуатации, а затем корректируется в зависимости от полученных данных, и во время последнего двухчасового периода фонтанной эксплуатации закачка азота производится при оптимальной скорости.

После завершения испытания скважины на приток, закачка азота прекращается, и в течение некоторого времени происходит выравнивание внутрискважинного давления. Гибкие НКТ затем спускаются в скважину для отбивки забоя. В случае обнаружения невымытого проппанта может появиться необходимость повторить процедуру очистки с использованием азированного азотом рассола или геля. Наконец, гибкие НКТ извлекаются из скважины, и в насосно-компрессорную колонну закачивается раствор глушения. Установка колтюбинга демонтируется и перемещается на следующую скважину, а на ее место ставится установка капитального ремонта

скважин (КРС) для спуска лифтовой компоновки и ввода скважины в эксплуатацию.

По сравнению с другими методами очистки ствола скважины, в России колтубинг является более дорогостоящей технологией, однако применение этого метода имеет ряд преимуществ, касающихся возможностей повышения производительности скважин. Использование смеси азота с рассолом позволяет производить очистку в условиях пониженного гидростатического давления (на депрессии), что способствует более эффективному удалению твердых частиц и уменьшению повреждения пласта. Кроме того, после этого в течение нескольких часов можно освоить скважину закачкой одного лишь азота, с помощью передвижной станции ТГА. Это обеспечивает еще более тщательную очистку ствола и позволяет получить данные по динамике добычи, необходимые для подбора типоразмера УЭЦН и оценки работы скважины. Наконец, промывка скважины с применением колтубинга, как правило, занимает всего два – три дня – на несколько дней меньше, чем при использовании традиционных методов.

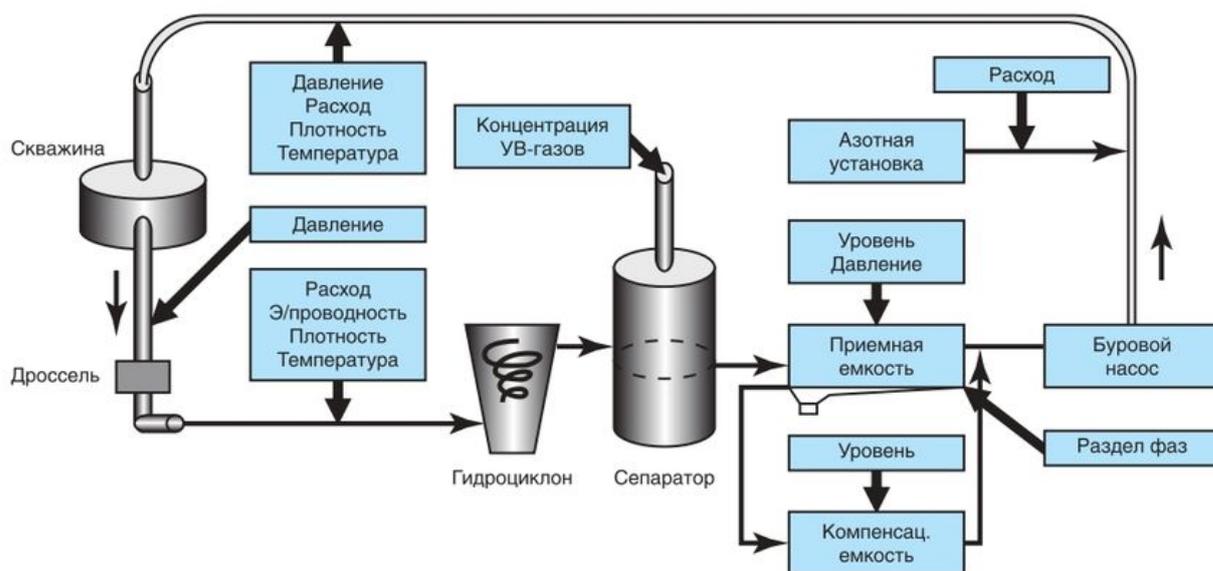


Рисунок 5 – Схема процесса

Большинство скважин, на которых проводятся операции ГРП, вводятся в эксплуатацию с использованием установок электрических центробежных погружных насосов (УЭЦН). Одной из главных проблем, с которыми сталкиваются специалисты является быстрый выход из строя насосов, спускаемых в скважину после очистки традиционными методами. Как правило, это вызвано тем, что очистка скважины без применения колтюбинга не позволяет полностью удалить из ствола скважины остатки проппанта, которые затем попадают в ЭЦН, значительно сокращая срок его эксплуатации.

Применение гибких труб и азота для очистки скважин после ГРП в условиях пониженного гидростатического давления позволяет значительно увеличить эффективность удаления твердых частиц и уменьшить риск отказа ЭЦН из-за выноса проппанта.

В настоящее время существует достаточное множество внутрискважинных операций, которое может быть выполнено посредством колтюбинговой установки. Практическое применение гибких труб постоянно совершенствуется и дорабатывается, расширяется новыми технологиями и стремительно движется вперед. В нефтегазовой промышленности России имеет место развитие колтюбинговых технологий, однако, оно не такое прогрессивное как, например, в США или Канаде.

На сегодняшний день довольно хорошо изучены и опробованы около трех-четырех десятков технологий с применением гибких труб. В число этих технологий входят как достаточно простые, так и очень сложные технологические операции, например, бурение скважин.

Диапазон колтюбинговых технологий включает в себя: освоение скважин, очистку скважин от АСПО и песчаных пробок, растепление гидратных пробок, установку цементных мостов, установку гравийных фильтров, различные ремонтно-изоляционные работы, кислотную обработку ПЗП, гидравлический разрыв пласта, ловильные работы, каротажные работы, визуальное обследование ствола скважин и, наконец, бурение боковых

стволов и горизонтальных участков скважин, а также бурение новых стволов. Названные технологии являются лишь частью из полного списка возможных для выполнения их колтюбинговыми установками.

В нашей стране зачастую применяются не очень сложные технологии, как правило, это различного рода промывки, водоизоляция, освоение, а приоритет по выполнению сложных технологий остается, всё-таки, за иностранными компаниями, работающими на территории нашей страны, но со временем увеличивается количество непростых технологических операций, выполняемых российскими специалистами.

Таблица 1 - Сравнительная характеристика традиционного метода ремонта и с применением КГТ

Наименование работ	Продолжительность работ, (бригадо-часы)	
	Без применения колтюбинга	С применением колтюбинга
Переезд на скважину	11,0	1,9
Глушение скважины	2,9	-
Подготовительные работы	6	2,1
Монтаж установки	6,4	3,1
Подъём глубинонасосного оборудования	12,0	-
Спуск и опрессовка НКТ	11	4,5
Промывка забоя, определение приемистости	4,2	5,7
Закачка растворителя или кислотного раствора	2,7	3,7
Реагирование	8	8
Вымыв продуктов реакции	2,3	4,0
Подъем НКТ	8,4	2,0
Спуск глубинонасосного оборудования	11,6	-
Заключительные работы	9,6	2,0
Итого: Продолжительность	143	36
Стоимость тыс. р	272,2	92,8

Проведение тех или иных операций при помощи колтюбинга позволяет сэкономить не только время, но и получить большие технико-экономические показатели. В начале 2001 года экспертно-аналитическим отделом

ОАО «Татнефть» был проведен анализ экономического эффекта от использования гибких труб. Он показал, что продолжительность ремонта скважин в этом случае сокращается в 3–4 раза по сравнению с традиционным подходом КРС, а время пребывания в ремонте в 5–7 раз.

За время использования установок с колонной гибкой трубы были выявлены следующие преимущества:

- ускорение спускоподъемных операций;
- в нагнетательных скважинах исключается подъем колонны НКТ;
- при ОПЗ добывающих скважин по межтрубному пространству исключается подъем ПО;
- возможность проведения неограниченного количества ОПЗ за 1 СПО;
- проведение полного комплекса работ при ремонте горизонтальных скважин;
- возможность проведения работ КРС на депрессии;
- возможность проведения работ КРС без глушения;
- экологическая безопасность при проведении работ;
- высокая культура производства.

Колтюбинговые технологии это специфический и крайне интересный для изучения вектор в нефтегазовой промышленности, за которым стоит её будущее. Каждая технология имеет свои особенности, плюсы и минусы. Для того чтобы рассказать и описать каждую из них даже не внедряясь в технологические расчеты, потребуется создание отдельной большой главы, что ограничено рамками данной работы. Поэтому целесообразнее будет описать преимущества некоторых технологий и указать перспективу развития этого направления. Говоря о некоторых колтюбинговых технологиях, стоит отметить, что некоторые из них аналогичны традиционным, но за счет технических особенностей имеет ряд преимуществ. Например, очистка скважин от парафиновых пробок. Основные преимущества при использовании КГТ обусловлены герметичностью полости скважины и возможностью

непрерывного ведения процесса без остановки для наращивания промывочной колонны. Процесс удаления парафиновой пробки в определенном смысле аналогичен промывке песчаной пробки до верхней кромки спуск колонны ведут с повышенной скоростью, затем резко снижают. В процессе удаления парафиновой пробки контролируется температура технологической жидкости, закачиваемой в скважину и поднимающейся из скважины. Также происходит с растеплением гидратных пробок.

Особенно эффективно применение колтюбинговой технологии при аномально низких пластовых давлениях, так как работы могут производиться без глушения скважины. Также гибкую трубу целесообразно применять при намыве гравийного фильтра при условиях, когда буровая установка уже демонтирована, дебит скважины мал, использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а глушение пласта нежелательно.

При применении колтюбинга при кислотной обработке призабойной зоны исключается негативное воздействие химреагентов на внутреннюю поверхность НКТ. Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25–30%, кроме того сокращается общее время обработки скважины.

Многообразие колтюбинговых технологий включает использование гидродинамических генераторов, создающих низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Эти технологии, называемые колтюбинговыми волновыми технологиями, применяются для очистки забоя и НКТ от отложений, свабирования, для обработки ПЗП, обработки горизонтальных скважин и боковых стволов, а также для ограничения водопоглощения и выравнивания профилей приемистости. Для осуществления виброволнового воздействия применяются

гидродинамические генераторы колебаний с оригинальным принципом работы. При относительно малых диаметре и массе они обладают высоким гидравлично-акустическим КПД и способны генерировать низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Их параметры настраиваются на рациональный частотно-амплитудный диапазон функционирования в соответствии с конкретными геолого-техническими характеристиками скважин.

Использование гибких труб открывает новые возможности для выполнения каротажных исследований. Спуск приборов в сильно искривленные скважины на кабеле-тросе затруднен, а в горизонтальную скважину и вообще невозможен. Гибкая труба представляет собой идеальное средство доставки оборудования в нужную точку скважины. Использование КГТ существенно повышает качество выполнения работ и достоверность получаемой информации, поскольку отсутствуют продольные колебания инструмента и его прерывистое движение. Это обусловлено более высокой продольной жесткостью гибких труб по сравнению с геофизическим кабелем. Одновременно в процессе проведения исследований через колонну гибких труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пласты. Сейчас применяются приборы, не требующие применения кабеля, они заряжаются на определенное время работы, устанавливается таймер на начало работ, монтируются на низ колонны и проводится исследование.

Аналогично каротажным работам проводится визуальное исследование ствола скважины, где вместо геофизического оборудования применяется камера. Применение гибкой трубы позволяет вывести эти работы на более высокий технологический уровень. Так как обеспечивается точность позиционирования камеры, возможность выполнения непрерывной промывки

скважины, а также снятие ограничений на профиль скважины, в которой выполняются работы.

Применение гибкой трубы при ловильных работах имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами ремонта скважин.

Например, некоторых из них:

- работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины;
- ускорение СПО по сравнению с традиционными технологиями;
- более быстрое развертывание и свертывание техники;
- сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов;
- значительное сокращение затрат.

По сравнению с канатными операциями здесь есть плюсы: возможность промывки скважины, возможность вращения инструмента с помощью винтового забойного двигателя и возможность проведения работ в наклонных и горизонтальных скважинах.

Для ловильных работ гибкими трубами требуется соответствующий специфический набор инструмента. При проведении ловильных работ сначала тщательно контролируют состояние всех элементов компоновки и герметичность соединений. Такие устройства, как гидравлически освобождающиеся овершоты и двигатели, должны быть испытаны с целью получения фактических значений давлений и расходов, при которых они срабатывают.

К недостаткам технологии с использованием гибкой трубы по сравнению с технологией, реализуемой установками капитального ремонта скважин, относятся невозможность вращения колонны, а также не всегда достаточные развиваемые усилия по сравнению с традиционными конструкциями.

Говоря о перспективе применения колтюбинга, следует отметить следующие направления.

Во-первых, это бурение: различных плотных пробок из песка, парафина, кристаллогидратов, а также цемента; боковых стволов и горизонтальных участков скважин и, наконец, бурение новых скважин. Преимущества бурения с помощью КГТ заключаются: в исключении операций, связанных с наращиванием колонны, в возможности ведения бурения на депрессии. В результате становится возможным: увеличение скорости проводки скважины; сокращение времени развертывания и свертывания комплекса оборудования для бурения; сократить трудоемкость буровых работ и численность персонала; повысить безопасность ведения работ; существенно улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти, химических реагентов и другие виды загрязнения окружающей среды; сократить площадь поверхности, занимаемой буровой установкой; сократить общее время обустройства скважины и ускорить ее введение в эксплуатацию.

Во-вторых, гибкая труба используется при эксплуатации скважин в тех случаях, когда необходимо увеличить скорость восходящего потока пластовой жидкости или газа. Подобные задачи возникают при уменьшении пластового давления и соответственного снижения дебита газовых скважин, приводящего к образованию жидкостных или песочных пробок на забое газовой скважины. При эксплуатации фонтанирующих нефтяных скважин с достаточным газовым фактором переход на колонну лифтовых труб меньшего диаметра обеспечивает возникновение естественного газлифта и переход в режим фонтанирования.

Наиболее предпочтительным является первый вариант, который исключает установку пакера посредством гибкой трубы. Первая предусматривает оснащение нижнего конца посадочным ниппелем, который должен взаимодействовать с ответной деталью, установленной на пакере, предварительно размещенном в скважине. Вариант, предусматривающий

спуск пакера на гибкой трубе, требует выполнения традиционного набора операций. Обязательным условием при этом является использование разъединителя, который срабатывал бы без вращения трубы с поверхности.

В-третьих, гибкая труба используется в трубопроводном транспорте, в качестве выкидных линий скважин, трубопроводов для воды. Есть опыт прокладки такого гибкого трубопровода по дну моря со специального трубоукладочного судна.

В-четвертых, наматываемые трубы применяют для обслуживания наземных трубопроводов, водоводов системы поддержания пластового давления.

И, в-пятых, можно сказать о перспективности применения колтюбинговых установок при скважинной добыче твердых полезных ископаемых.

2. Анализ применения современных технологий колтюбинга на нефтяных месторождениях

2.1 Применение колтюбинга для капитального ремонта скважин

Под колтюбингом понимают специальную установку, предназначенную для проведения технологических операций при капитальном и подземном ремонтах скважин, а также для бурения нефтяных и газовых скважин различных конструкций и профилей с использованием колонны гибких труб. Колтюбинг, как одно из перспективных направлений специализированного оборудования нефтегазодобывающей промышленности, основан на использовании гибких непрерывных труб, которые заменяют традиционные сборные колонны труб при работах внутри скважин. Такие трубы благодаря своей гибкости способны с легкостью предоставить доступ в боковые и горизонтальные стволы скважин. Основным преимуществом использования этой технологии является значительное уменьшение продолжительности проведения технологических процессов связанных с свинчиванием / развинчиванием колонны труб при спуско-подъемных операциях.

Оборудование установки колтюбинга смонтировано на шасси автомобиля или автомобильном полуприцепе. В состав оборудования входят, кроме колонны гибких труб, инжектор и лубрикатор, блок превенторов, которые во время работы монтируют на устье скважины. Колтюбинговые установки могут работать без глушения скважины с герметизацией устья до давления 70 МПа. Это позволяет избежать репрессии давления на пласт при ремонте скважин и, как следствие, уменьшить или вообще избавиться загрязнения призабойной зоны пласта технологическими жидкостями. Применять колтюбинг начали для осуществления простых операций при проведении подземных ремонтов скважин — очистке колонны труб и забоев от песчаных пробок.

При внедрении данной технологии использовали колонну гибких труб с внешним диаметром 19 мм. Сейчас созданы буровые установки, работающие

с колоннами диаметром 114,3 мм. Традиционно используют гибкие трубы маленького (19–31,75 мм), среднего (31,75–44 мм) и большого (44–114,3 мм) диаметров, с помощью которых можно осуществлять практически весь набор операций подземного ремонта скважин и бурения.

К операциям с использованием колтюбинговых технологий относятся следующие: вызов притока снижением уровня в скважине, газлифтная эксплуатация скважин, удаление жидкости из газовых скважин, эксплуатация скважин через гибкие трубы, удаление пробок различной плотности, кислотные обработки призабойной зоны пласта, селективное действие на пласт, гидравлический разрыв пласта, перфорация скважины, установки гравийных фильтров, разбуривания твердых отложений (цемента, фрезерования и т.д.), обрезание НКТ и обсадных колонн, бурение бокового столба, бурение скважины (на депрессии и сбалансированное), цементировочные работы, глушения скважины, ремонт наклонно-направленных, горизонтальных скважин, геофизические исследования. Гибкие трубы изготавливаются на трубопрокатном состоянии с одним продольным швом, выполненным с помощью высокочастотной сварки без добавления присадочного металла.

Сварка ведется автоматами в среде инертного газа. С помощью роликовых механизмов с плоской ленты формируется круглая труба, готова к сварке. Края трубы, подлежащих сварке, механически стыкуются, а тепло для сварки образуется за счет сопротивления протекания электрического тока. После сварки внешняя поверхность очищается, сглаживается и сварной шов отжигают. Трубу охлаждают на воздухе, а затем в водяной бане перед неразрушающим контролем. Проверка обычно осуществляется с помощью вихретокового устройства. Калибровка конечного диаметра выполняется при формировании трубы с учетом некоторого уменьшения диаметра после сварки. В это время труба подвергается термообработке по всему телу трубы для «снятия стресса» и повышения пластической стали. Конечный продукт

высокопрочной трубой с пластичностью, гибкостью и другими свойствами, которые удовлетворяют условия эксплуатации. Последним этапом является намотки трубы на барабан и испытания давлением. При использовании на практике колтюбинга по сравнению с традиционным капитальным ремонтом газовых и нефтяных скважин выявлен ряд преимуществ. К ним относятся: – обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения скважинных операций; – возможность осуществления работ в газовых и нефтяных скважинах без их предварительного глушения; – отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием колонны гибких труб; – безопасность проведения спускоподъемных операций; – оптимизация условий труда работников бригад капитального ремонта при исполнении всего комплекса операций; – уменьшение времени на спуск и подъем скважинного оборудования на проектную глубину; – обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнение операций капитального ремонта в горизонтальных и очень покосившихся скважинах; – соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин, в том числе за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными; – существенный экономический эффект в результате применения колонн гибких труб как во время ремонта, так и при проведении буровых работ. Таким образом проведение операций колтюбинговыми установками принесло значительное облегчение и увеличило спектр работ по подземному ремонту скважин. Это перспективное оборудование, развивается и найдет себе применение и в других сложных работах на скважинах.

2.2 Использование колтюбинга при глушении скважин

Глушение скважин - обязательное условие для проведения качественного ремонта скважины при каких-либо возникших аварийных ситуациях. Работы имеют целью прекратить фонтанирование пластового

флюида из скважины посредством закачки жидкости глушения и, таким образом, глушение скважин обусловлено принуждённым повышением забойного давления до величины, превышающей пластовое.

Мероприятия по глушению скважин специальными жидкостями на водной основе, тем более проведенные многократно, оказывают негативное результирующее влияние на эксплуатационные характеристики: снижение дебита и увеличение временного интервала освоения/вывода скважин на режим, что может вызвать значительные потери количества добываемой нефти.

Многолетняя практика позволила сформулировать перечень требований, предъявляемых к технологическим жидкостям, предназначенных для глушения скважин:

- минимизация проникания фильтрата и твёрдых частиц жидкости в призабойную зону пласта;
- обеспечение стабильности растворов при контакте с пластовой водой;
- простота удаления фильтрата и твёрдых частиц;
- исключение в среде пласта коллектора взаимодействия между фильтратом и глинистым материалом;
- предотвращение образования осадков в поровой зоне пласта;
- давления закачки жидкости должно быть соответственно к прочностным характеристикам обсадных колонн и фонтанной арматуры.

Жидкость глушения готовят у скважины или централизованно. Оборудование для глушения выполняет налив, слив, транспортировку жидкостей для глушения, их закачки, сборки и разборки нагнетательных линий для глушения, сборки и разборки выкидных линий, снижение давления после глушения.

Колтюбинговые установки значительно повышают эффективность работ по подготовке скважин к глушению, ликвидации песчаных пробок, продувке забоя от воды, испытанию колонн на герметичность снижением

уровня, пенокислотным обработкам, обработкам призабойной зоны пласта азотом, продувкам и опрессовкам трубопроводов (шлейфов), очистке от гидратов и парафинов ствола скважины, освоению.

На месторождениях с аномально низким пластовым давлением и высокой проницаемостью пластов выполнение ремонта скважин сопряжено с большими трудностями и часто приводит к отрицательным результатам.

Перед началом ремонта скважину останавливают и глушат, исследуя ее при этом на герметичность эксплуатационной и других обсадных колонн труб при изменении межколонные давлений. Нагнетательную скважину останавливают за несколько дней до ремонта, чтобы обеспечить снижение буферного давления. Глушат ее тогда, когда пластовое давление превышает гидростатическое давление. Перед глушением нефтяных скважин должно быть прекращена подача электроэнергии на двигатель станка-качалки или на кабель до скважинного погруженного электродвигателя. Головка балансира качалки должна быть отброшена назад (или отведена в сторону). Глушение скважины допускается при полной или частичной замены скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости недопустима, то заполнение колонны жидкостью глушения осуществляется во время ее прокачки на поглощение.

Способ глушения скважины выбирается в зависимости от эксплуатационных параметров (газовый фактор, обводненность, давление нагнетания, пластовое давление) и способа ее эксплуатации.

К спецтехнике для глушения относится насосный или промывочный агрегат и автоцистерны.

Глушения фонтанной, газлифтной и нагнетательной скважин осуществляется закачкой жидкости глушения методом прямого (в колонну гибких НКТ) или обратного (в затрубное пространство) промывания эксплуатационной колонны к выходу закачиваемой жидкости на поверхность с противодействия на выходе жидкости из скважины равном или несколько

большем статическом давлении на устье, и выравнивании плотностей входного и выходного потоков.

В затрубное пространство жидкость закачивают в основном тогда, когда колонна гибких НКТ перекрыта парафином, не превышая при этом допустимый для колонны давление. Спустя 1–2 ч при отсутствии переливания жидкости и выхода газа скважина считается заглушенной. Для глушения газлифтной скважины, оборудованной пакером, сначала с помощью канатного инструмента открывают циркуляционный клапан, снижают избыточное (выше атмосферного) давление и закачивают в гибкие НКТ жидкость глушения к выходу ее из затрубного пространства на поверхность. Затем перекрывают затрубное пространство и закачивают в пласт жидкость глушения, а затем при отсутствии выхода газа или жидкости, разгерметизируют скважину, срывают пакер. После течения 1,5–2 часов восстанавливают циркуляцию для вывода нефти, вымытой с подпакерной зоны. Подъем оборудования осуществляется с доливанием в скважину жидкости глушения. Для глушения скважин, оборудованных ЭВН, циркуляционный клапан закрывают, жидкость закачивают в гибкие НКТ к выходу ее из затрубное пространство. Затем затрубную задвижку закрывают, а объем жидкостей между входом в насос и пластом помещают в пласт. Глушения скважин, оборудованных ЭВН и ШСН, при необходимости выполняют в два и более заходов. В случае малой приемистости скважину оставляют в покое на период вытеснения скважинной жидкости жидкостью глушения и выполняют следующий цикл глушения. Промывка и использования жидкости глушения для ремонта скважин с использованием колтюбинговых установок имеет ряд преимуществ, поэтому именно эта технология находит все большее применение в нефтегазовой отрасли.

2.3 Применение инновационных колтюбинговых технологий при разработке месторождений углеводородов

Колтюбинговые технологии находят широкое применение при разработке месторождений углеводородов — при бурении, капитальном ремонте скважин, проведении водоизоляционных работ и др. В последние годы практически все нефтяные компании России большое внимание уделяют качеству строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов. Для этого широко привлекают новые прогрессивные технологии бурения. Одной из таких технологий является бурение на равновесии или при депрессии на пласты. Вскрытие пластов в условиях депрессии создает предпосылки для сохранения естественного состояния вскрываемых продуктивных пород.

Традиционно бурение осуществляется на репрессии, когда давление $P_{\text{скв}}$ промывочной жидкости в скважине выше пластового давления $P_{\text{пл}}$. Следствием этого является проникновение промывочной жидкости (ПЖ) в пласты и их кольтматация. Бурение в условиях депрессии, когда $P_{\text{скв}} < P_{\text{пл}}$, наоборот, вызывает приток пластового флюида в скважину, сохраняя при этом естественные коллекторские свойства пород. Режим бурения на депрессии наиболее оптимален также для проведения геологогеохимических исследований. Одним из наиболее технологичных способов бурения, обеспечивающих вскрытие продуктивных пластов на депрессии, является применение колтюбинга.

Колтюбинговый способ бурения (англ. coiled tubing — гибкие трубы), основанный на использовании безмуфтовых гибких труб, находит широкое развитие при бурении новых скважин и новых стволов из старых скважин. Высокая техническая и экономическая эффективность достигается при бурении наклонных и горизонтальных боковых стволов из существующих скважин. Особенно эффективным колтюбинг может оказаться на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, для реанимирования старого фонда скважин путем зарезки боковых стволов.

Технология колтюбингового бурения может применяться как для бурения новых скважин, так и бурения боковых стволов и горизонтальных участников скважин.

Для принятия решения о возможности применения КТБ необходимо оценить следующие параметры скважины:

1. Диаметры скважин. Если извлечение имеющихся в стволе скважины насоснокомпрессорных труб нежелательно, то работы колтюбингом могут проводиться через эти НКТ. Для этого они должны иметь размер не менее 88,9 мм (3½ дюйма). По сведениям зарубежных исследователей, на Аляске получило достаточное распространение забуривание новых стволов с помощью КТБ из существующих скважин через НКТ 88,9 мм. Однако проведение работ через колонны диаметром от 114,3 до 139,7 мм (4½–5½ дюйма) признается более выгодным в отношении моделирования сил, действующих на колтюбинг, и скорости очистки ствола. Во многих случаях может быть целесообразным применение колонны НТ диаметром 152,4 мм (6 дюймов) и более, при бурении вертикальных скважин;

2. Длина колонны НТ. На основе промыслового опыта оптимальная длина колонны НТ для бурения приблизительно оценивается в 460 м. Однако реальные значения для конкретных условий зависят от нескольких переменных, таких как имеющиеся трубы, профиль наклонной скважины, наличие результатов ГИС и предполагаемая программа работ, литология интервалов, через которые предполагается провести ствол скважины. Так, например, длина боковых стволов, проводимых на сегодня на различных месторождениях с применением технологии КТБ, по сведениям специалистов, составляет обычно от 300 до 1200 м. В то же время известно, что рекордная длина бокового наклонного ствола, пробуренного с применением КТБ, превышает 1200 м;

3. Глубина. Диапазон глубин для применения технологии КТБ может быть определен на конкретном материале при использовании имеющиеся

средств моделирования и полевых испытаний. Известен опыт бурения двух скважин глубиной более 4700 и 4800 м соответственно, а также проведения успешной технологической операции на глубине 4816 м (Колумбия);

4. Интенсивность искривления. При проектировании профиля наклонно–направленной скважины с использованием колонны НТ с учетом ограничений, обусловленных применением определенной компоновки низа бурильной колонны (КНБК), допустимо предусматривать интенсивность набора кривизны радиусом до 35 м;

5. Забойная температура. Все элементы компоновки низа бурильной колонны НТ должны быть достаточно устойчивы до 121°C. Надежность стандартного статора забойного турбинного двигателя из резины (продукта вулканизации нитрильного каучука) может снижаться при температурах выше 121°C (250°F). Для таких условий следует предусмотреть использование специальных высокотемпературных эластомеров для изготовления статора забойного турбинного двигателя. Многие системы для скважинных исследований в процессе бурения рассчитаны на температуру до 150°C (302°F), а некоторые показали высокую надежность при температурах, достигающих расчетных значений 175°C (347°F). Использование колтюбинговой компоновки низа бурильной колонны, спускаемой на тросе и применяемой, в основном, при бурении на депрессии, предусматривается при рабочей температуре, достигающей 150°C, следовательно, допустимая температура для троса должна также соответствовать температуре 150°C. Колтюбинговые установки так же используются для бурения новых, вертикальных, скважин. Для увеличения нагрузки на долото и обеспечения устойчивости гибкой трубы, она снабжается тяжелым низом из утяжеленных бурильных труб.

Аналогичный прием используется при бурении с использованием традиционных буровых установок, однако замена основной части колонны бурильных труб на гибкую трубу позволяет:

1. Исключить все операции, связанные с наращиванием колонны;
2. Вести бурение в режиме депрессии.

В результате становится возможным:

1. Увеличить скорость проводки скважины;
2. Сократить время развертывания и свертывания комплекса для бурения;
3. Сократить трудоемкость буровых работ и численность персонала;
4. Повысить безопасность ведения работ;
5. Существенно улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти, химических реагентов и другие виды загрязнения окружающей среды;
6. Сократить общее время обустройства скважины и ускорить ее введение в эксплуатацию.

Бурение боковых стволов с наклонным или горизонтальным профилем выполняется в уже имеющейся вертикальной скважине через предварительно прорезанное окно в эксплуатационной колонне. После прорезки бокового окна (или нескольких окон) бурильная труба извлекается и в скважину спускается колонна лифтовых труб. Эта колонна по окончании бурения используется для эксплуатации скважины. В процессе бурения непрерывная труба спускается через лифтовую колонну. Совместимость бурового раствора с пластовой жидкостью и бурение в режиме депрессии исключает засорение пор продуктивного пласта и позволяет периодически исследовать скважину на приток. После бурения отвода заданной длины в скважину опускается перфорированная эксплуатационная колонна. Ограниченная гидравлическим сопротивлением непрерывной трубы и ее прочностью максимальная подача бурового раствора может привести к снижению эффективности выноса частиц выбуренной породы восходящим потоком жидкости.

Особенно актуальной данная проблема становится при бурении горизонтальных участков скважины. Для преодоления этого применяются различные добавки в буровой раствор или использование пен.

При бурении на депрессии гидростатическое давление буровой промывочной жидкости в стволе скважины меньше пластового давления, что обеспечивает приток пластовой жидкости в скважину и способствует сохранению коллекторских свойств пласта. Условия отрицательного перепада давления (ОПД) в системе скважина–пласт применимы в бурении как горизонтальных, так и вертикальных скважин из-за неоспоримых преимуществ, позволяющих свести к минимуму проблемы, связанные с бурением.

В связи с тем, что колонна непрерывных НТ не может вращаться, бурение ведется с применением винтовых забойных двигателей. Контроль над работами осуществляется с помощью дистанционного управления, поэтому отпадает необходимость присутствия рабочего персонала на устье скважины, за исключением времени сборки забойного оборудования. Закрытая система циркуляции обеспечивает безопасное обращение с рабочими и пластовыми жидкостями. Все это особенно важно при разбурировании месторождений, содержащих сероводород. Отсутствие муфт в составе бурильной колонны обеспечивает более простую и эффективную систему уплотнения, выдерживающую давление до 70 МПа (700 атм.), что также повышает эффективность и безопасность работ.

Направленное колтюбинговое бурение обеспечивает следующие преимущества:

1. Увеличение механической скорости проходки;
2. Уменьшение необходимых объемов технологических жидкостей;
3. Стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
4. Сохранение коллекторских свойств приствольной части пласта;

5. Возможность оценки пластовых показателей непосредственно во время бурения;
6. Возможность проводки ствола скважины по пластам малой толщины с высокой точностью;
7. Высокий уровень производственной и экологической безопасности;
8. Высокая степень автоматизации бурения.

2.4 Перспективы колтюбинга в нефтегазовом сервисе

В настоящее время нефтедобывающие предприятия передают многие виды работ сервисным компаниям. Идет разделение работ, передаваемых в сервис. Это связано с тем, что нефтяные компании для повышения эффективности производства, связанного с добычей нефти, ее переработкой и реализацией, выстраивают вертикали в этом процессе. Однако в области ремонта скважин в настоящее время практически отсутствуют подрядчики, располагающие собственными производственными мощностями, необходимыми для выполнения ремонтов под ключ, включающих несколько видов технологических операций. В лучшем случае в тендерах участвуют предприятия, имеющие подъемные установки и бригады, а для выполнения полного цикла работ, требуемого заказчиком, им приходится заключать несколько субподрядных договоров, при этом уровень квалификации субподрядных организаций, их оснащенность и возможности зачастую значительно отличаются. Кроме этого, организация работ каждого предприятия участника имеет свою специфику и недостатки, которые в суммарном выражении будут далеки от идеальных, что влечет за собой рост непроизводительного времени и числа аварий, вследствие чего запланированная эффективность работ в конечном счете не достигается.

Баланс требований и возможностей должен определять взаимоотношения между предприятиями, а единственным способом для увеличения прибыли на рынке предоставления сервисных услуг должна быть гарантия наиболее высокого качества работ (высокий уровень организации

производства, новые технологии, современное оборудование, наиболее квалифицированные кадры и т.д.). В последние годы рынок нефтегазового сервиса демонстрировал устойчивый рост. Одной из основных причин этого процесса было изменение «портфеля» услуг, в который все шире стали включаться колтюбинговые технологии.

Количество используемых колтюбинговых установок в мире за последние десятилетия значительно возросло и составило 1881 единицу (по состоянию на март 2021 года), что на 1120 больше, чем в 2009 году.

Таким образом, можно констатировать, что в среднем ежегодный прирост их составлял 5%. Растет количество установок на вооружении как нефтегазодобывающих, так и сервисных компаний.

В России рост шел значительно быстрее, чем в среднем по миру, а число производимых с их помощью скважино-операций: с менее чем 1 тыс. в год – до более чем 10 тыс.

Отечественные технологии и оборудование показывают себя вполне конкурентоспособными по критерию «цена/качество» в сравнении с зарубежными аналогами. На сегодняшний день в странах СНГ более 75% используемых колтюбинговых установок выпущены отечественными производителями. При этом приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации гибких труб принадлежит фирмам США и Канады.

Сейчас в России в технологиях колтюбинга используются гибкие трубы четырех основных мировых производителей, прежде всего американских фирм Tenaris Coiled Tubes (Presicion Tube Technology), Quality Tubing и Global Tubing, а также российского ОАО «Уралтрубмаш».

Компания Global относительно недавно появилась на рынке со своим ноу-хау – сварка поперечного шва трением, как улучшение качества НТ. Утверждение нуждается в опытной проверке в реальных скважинных условиях. Тот же Tenaris давно и успешно применяет сварной шов bias (на

косую), и, как показывает практика, основной проблемой является не данный шов, а продольный – по всей длине трубы, который образуется в процессе изготовления трубы из полос. Именно в нем могут образоваться трещины и «свищи» – как при изготовлении, так и во время эксплуатации. Здесь большую роль играет технология изготовления трубы и качество применяемой стали в штрипсах (листах), а также система контроля готовой продукции. К сожалению, российский производитель пока не смог достичь такого же качества, однако его продукция интересна с позиций более низкой цены и меньших сроков поставки.

Для многих компаний колтюбинг был экзотикой, но за последние годы количество установок значительно увеличилось.

Это связано с активизацией российских компаний по внедрению финансово выгодных инноваций, высокой окупаемостью колтюбинга, значительным сокращением затрат, прежде всего времени, при производстве капитального ремонта скважин, а также с приходом на рынок зарубежных сервисных компаний – «Шлюмберже», BJ-Services, Halliburton и других.

На сегодняшний день колтюбинговые установки позволяют проводить широкий, постоянно увеличивающийся спектр операций, таких как: бурение разведочных и добывающих скважин малого диаметра; бурение дополнительных наклонно-направленных и горизонтально-разветвленных стволов из эксплуатируемых скважин; вскрытие на депрессии продуктивных пластов; углубление и повторное вскрытие скважин; снижение гидростатического давления на забой и стенки скважин; проведение геофизических исследований в процессе каротажа пологих и горизонтальных скважин; селективное воздействие на пласт и проведение кислотных обработок призабойной зоны пласта (ПЗП); гидравлический разрыв пласта (ГРП) и перфорационные работы; очистка ствола скважины; ремонтно-изоляционные работы и др.

Применение колтюбинговых технологий весьма актуально при освоении шельфа арктических морей, прежде всего в условиях суровой ледовой обстановки. ОАО «Выборгский судостроительный завод» совместно с южнокорейской компанией Samsung Heavy Industries имеют опыт производства полупогружных буровых платформ, которые считаются самыми современными и большими в мире в своем классе. Они оснащены высокотехнологичным буровым, геофизическим, навигационным и энергетическим оборудованием ведущих российских и зарубежных компаний.

Установки предназначены для бурения скважин до 7500 м на морских глубинах до 500 м и способны работать в условиях Арктики, в диапазоне температур окружающего воздуха от минус 30°C до + 45°C, при наличии битого льда толщиной до 70 см. Использование колтюбинговых технологий на подобных установках является неизбежной перспективой. В условиях суровой ледовой обстановки и быстро меняющихся метеорологических условий большую роль играют такие важные качества установок «непрерывная труба» (НТ), как скорость спускоподъемных операций (СПО), высокая степень автоматизации технологических процессов и возможность работы под давлением, что делает их незаменимыми для повышения уровня безопасности работ и производительности буровой установки.

Однако при освоении месторождений в акватории Северного Ледовитого океана, даже с наличием таких установок, разведку и бурение скважин можно осуществлять только в короткие навигационные периоды.

Поэтому целесообразно перенимать опыт предприятий оборонной промышленности, которые имеют хорошо отработанные технологии по производству атомных подводных лодок, способных непрерывно находиться под водой в течение нескольких месяцев, с целью создания подводных буровых аппаратов, в том числе с применением гибких труб. Этот путь по созданию глубоководных агрегатов на сегодняшний день видится наиболее перспективным в условиях наличия больших глубин и мощного ледового

покрова, который не дает возможности производить буровые работы с традиционных морских платформ.

Современный нефтегазовый сервис – это в итоге высокопроизводительное оборудование, прогрессивные технологии и обученные кадры. Наиболее востребованы заказчиками будут те компании, которые всеми этими составляющими обладают. А тот, кто привык работать по старинке и мало заботится в том числе об интеллектуальной составляющей предоставляемых услуг и оснащении соответствующим оборудованием, в условиях неизбежного роста спроса на высокотехнологичные операции вполне может свою долю рынка потерять.

Одним из важнейших направлений, на котором должен быть сосредоточен интеллектуальный и инвестиционный потенциал нефтегазовой отрасли, является реализация современных методов и технологий интенсификации добычи, в том числе развитие в нефтегазодобыче колтюбинговых технологий. Более широкому их применению может способствовать оснащенность надежным технологическим оборудованием и инструментом, ассортимент которого расширяется и позволяет решать постоянно усложняющиеся задачи разработки сложнопостроенных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами залежей нефти и газа.

Применение колтюбинговых технологий – это выгодное и эффективное решение для нефтегазодобывающих регионов России. Но их применение имеет ограничения, связанные с отсутствием дорог и баз обслуживания. В этой ситуации можно предложить производителям колтюбинговых установок разработать модульные агрегаты, которые будут транспортироваться блоками к месту проведения работ с помощью вертолетной, морской и другой мобильной техники и собираться непосредственно на скважине. Такой вариант установки будет дороже, чем стандартный, но при этом существенно увеличится общая эффективность работ за счет снижения эксплуатационных затрат. Есть простор для творчества и у создателей оборудования,

сопутствующего колтюбинговым технологиям. С приобретением предприятиями колтюбинговых установок и освоением большого спектра технологических операций при проведении ремонта скважин резко возросла потребность в оснащении бригад специальным инструментом, что доказывает ежегодный рост объемов его поставок для различных предприятий нефтегазовой отрасли. Очевидно, что для расширения области применения колтюбинговых технологий крайне важно создание новых типов инструментов, позволяющих совершенствовать известные и осваивать новые технологии ремонта скважин.

Суровые климатические условия существенно сокращают срок службы любых установок для ремонта скважин. В этом аспекте влияние оказывают, прежде всего, качество самой техники, и то, как эта техника обслуживается. Немаловажную роль играют применяемые технологические жидкости и материалы, которые обеспечивают работоспособность гидравлической системы колтюбинговых установок. В этих условиях, чтобы повысить эксплуатационную надежность оборудования, необходимо улучшать их физико-механические и физико-химические свойства, такие как коррозионно- и износостойкость отдельных узлов и деталей установки, которые подвергаются наибольшим механическим нагрузкам и воздействию агрессивных сред. Улучшение работоспособности отдельных, прежде всего энергонагруженных узлов установок может значительно расширить спектр задач, которые она может выполнять. Одним из возможных решений данной проблемы является применение пучково-плазменных нанотехнологий ионного легирования, основанных на контролируемом внедрении в материал ускоренных в электростатическом поле ионизованных атомов или молекул. При этом энергия ионов и доза облучения определяет толщину слоя и концентрацию необходимых элементов в легируемом слое, а также структуру легируемого слоя и в целом формируемого наноструктурированного защитного покрытия.

В данное время проводятся опытные работы по повышению коррозионной и износостойкости поверхности деталей инжектора колтюбинговых установок с использованием нанотехнологий на стенде по исследованию процессов ионного легирования. Результаты испытаний показали, что коррозионная стойкость образцов, по сравнению с необработанными, кратно увеличилась с учетом предела погрешности методики и точности аналитического оборудования. При этом износостойкость рабочей поверхности плиты из стали 40х13 после ионного легирования приповерхностного слоя металла и формирования защитного слоя увеличивается в 3–6 раз. Данное направление обработки отдельных энергонагруженных узлов и деталей колтюбинговых установок, как показывают результаты испытаний, может существенно увеличить их эксплуатационный ресурс и расширить спектр выполняемых операций, что весьма актуально в условиях Крайнего Севера.

Колтюбинговые технологии сегодня неизбежно становятся комплексными, т.е. сочетающими в себе максимальное количество наиболее эффективных видов работ. В современных условиях есть перспективы у колтюбинговых технологий бурения (прежде всего на депрессии) и технологий ГРП с использованием колтюбинга. Они развиваются как в отдельности, так и комплексно, когда бурение заканчивается гидроразрывом.

Главное преимущество колтюбингового бурения – возможность успешно бурить на депрессии, что позволяет значительно увеличить производительность бурения и результативность испытания на приток в усложняющихся условиях строительства и ремонта скважин.

О современной потребности в новых технологиях бурения можно судить по рынку буровых услуг, объемы которого выросли в три раза за последние 10 лет. Более 20% общего времени, которое необходимо для бурения одной скважины, является в настоящее время непродуктивным. Существенное влияние оказывают различные геологические, технологические

и технические факторы, но поломки оборудования и человеческие ошибки все же вносят определяющий вклад. Увеличение надежности технологий и применяемого оборудования может существенно повысить производительность. Здесь прогресс составляет: 20% времени – это 20% общей стоимости, так как средства, расходуемые на проведение промысловых операций, исчисляются миллиардами долларов.

На сегодняшний день в эксплуатационном фонде находится большое количество скважин, эксплуатирующих залежи с низкопроницаемыми коллекторами. Оптимальным решением для таких скважин является бурение нескольких боковых стволов для увеличения коэффициента продуктивности пластов и их дебита. Для этих целей уже разрабатываются и применяются системы направленного бурения и управляемые компоновки низа бурильной колонны (КНБК), обеспечивающие проводку боковых стволов по проектной траектории с заданной интенсивностью искривления.

Совместно с технологиями бурения развиваются и технологии заканчивания скважин. Например, новые системы заканчивания могут быть основаны на применении клапанов, которые в технологической оснастке последовательно открываются при помощи спуска специальных шаров разного диаметра. Таким образом, проводится поинтервальная интенсификация притока из пласта. Данные системы позволяют вводить скважины в эксплуатацию гораздо быстрее и эффективнее по сравнению с ранее применяемыми методами. При этом добывающие компании на более раннем этапе начинают получать прибыль от добычи нефти и газа. Например, с помощью подобной системы i-Frac производства компании i-TEC удалось сократить продолжительность операции по интенсификации притока в одной из скважин, расположенной в Северном море на Норвежском континентальном шельфе, до полутора дней, хотя обычно подобные операции занимают около 40–50 дней. Необходимость добывать газ из приповерхностных пластов способствовала развитию технологий бурения

горизонтальных стволов, а также новых методов ГРП, которые позволяют сделать разработку таких месторождений экономически выгодной.

В результате развития этих технологий рост добычи природного газа в последние годы привел к увеличению объемов выпуска оборудования для ГРП. На сегодняшний день один из основных вопросов, которым занимаются производители оборудования для нефтегазового сервиса – разработка и освоение нового оборудования для гидроразрыва пласта. Широкое применение получают технологии проведения гидропескоструйной перфорации (ГПП) с использованием колтюбинга.

Безусловно, непосредственно на ГПП затрачивается больше времени, чем на прострелочно-взрывные работы (ПВР) с взрывными или кумулятивными перфорационными системами, а качество вскрытия существенно возрастает. Известно, что применение гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) позволяет сократить время на спуско-подъемные операции. При этом отсутствует необходимость в привлечении геофизической партии для ПВР, так как все работы выполняются бригадой ГНКТ. Кроме того, отсутствие взрывоопасных материалов существенно снижает риски, возникающие при нахождении их на площадке и в скважине, что повышает безопасность работ.

Получают развитие комплексные технологии ГРП, основанные на непрерывной работе флота ГНКТ и флота ГРП. При этом флот ГНКТ выполняет, помимо основной работы по освоению и нормализации забоя скважины, еще и ГПП, а флот ГРП – гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов. При этом срок освоения, включающий подготовку скважины к ГРП, проведение ГРП, промывку скважины, спускомонтаж электроцентробежного насоса (ЭЦН) после проведения ГРП по обычной технологии для скважин с тремя пластами составляет 30–32 дня, тогда как по технологии ISOJET (Trican Well Service) он составляет 8–12 дней, а при использовании технологии AbrasiFRAC

(Schlumberger) 11 дней. По информации ООО «РН-Юганскнефтегаз», дебит скважин, законченных по технологии AbrasiFRAC*, на 14% выше дебитов тех скважин, которые были закончены по технологии стандартного ГРП с большим количеством операций КРС].

Таким образом, колтюбинговые технологии являются необходимыми в нефтегазодобывающем комплексе Западной Сибири и России в целом. Кроме того, российский нефтесервис, который в наибольшей мере использует и будет использовать колтюбинговые технологии, обязательно будет развиваться и ему нет альтернативы: ведь колтюбинг необходим там, где трудно и есть проблемы, и где без него в буквальном смысле просто не обойтись.

3. Эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений

С целью повышения эффективности процесса бурения с учетом технологических и экономических показателей разрабатываются новые решения в области технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Одним из таких решений является применение технологии колтюбингового бурения. Колтюбинговый способ бурения осуществляется при помощи гибких труб, вследствие чего существенно уменьшается излишняя нагрузка на долото и отменяются спуско-подъемные операции, что существенно будет способствовать сокращению времени затрачиваемой на строительство скважин. Одним из преимуществ колтюбингового бурения в начальных и в поздних этапах разработки месторождений заключается в вскрытии пласта осуществляемых в условиях репрессии, т.е., когда гидростатическое давление, оказываемое на пласт ниже пластового, что приводит к сохранению естественного скелета горной породы осуществляя тем самым естественный приток флюида.

Многие нефтяные компании в России, практически все ставят во главу критерия – критерий качества строительства скважин и вскрытие продуктивных пластов. Для осуществления возможности такого критерия разрабатываются и применяются новые техники и технологии в области бурения. Одним из таких новых технологий или не что иное как технологических решений – бурение при равновесном и депрессивном воздействии на пласт. Разобшение и дальнейшее вскрытие продуктивного горизонта в условиях депрессивного воздействия на горизонт – сохраняет естественный скелет и естественное состояние продуктивных горизонтов. Обычно процесс вскрытия продуктивного горизонта осуществляется с помощью репрессивного воздействия на пласт. Под репрессивным воздействием подразумевается превышение гидростатического давления

промывочной жидкости над пластовым. В результате промывочная жидкость проникает в продуктивный горизонт и тем самым будет способствовать разобщению пластов и надежной их герметизации. Процесс бурения, в котором осуществляется депрессивное воздействие на продуктивный горизонт, когда давление пласта превышает гидростатическое давление промывочной жидкости, способствует притоку флюида в скважину, в результате, сохраняя естественный скелет горных пород, т.е., естественные коллекторские свойства горных пород.

Одним из преимуществ депрессивного воздействия на продуктивный горизонт является возможность проведения геологохимических исследований. Во вскрытии и в дальнейшем разработке продуктивных горизонтов, особое внимание уделяется сохранению коллекторских свойств горных пород. Соответственно любые технологические решения разрабатываемые с точки зрения депрессивного воздействия на продуктивный горизонт должны исходить из критерия сохранности коллекторских свойств горных пород.

Колтюбинговый способ бурения находит свое широкое применение при бурении наклонно-направленных и дополнительных скважин, охватывающих большой угол отклонения. Высокая техническая и экономическая эффективность достигается при бурении наклонных и горизонтальных боковых стволов из существующих скважин. Особенно эффективным колтюбинг может оказаться на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, для реанимирования старого фонда скважин путем зарезки боковых стволов.

В целях сохранения естественного состояния продуктивных горизонтов бурение осуществляется с применением закрытой циркуляционной системы, а в качестве промывочных жидкостей используются несколько типов промывочных жидкостей, в том числе раствор на нефтяной основе, разбавленный азотом. Для поддержания требуемого давления ПЖ в

призабойной зоне и регулирования его значения на устье скважины создается избыточное давление, которое регулируется системой дросселирования. Герметичность, тампонирующая способность бурового раствора при проникании в продуктивный газонасыщенный горизонт, с содержанием остаточной воды показало, что после вызова притока газа проницаемость их существенно снижается, т.е. в газо-насыщенных ядрах газовая фаза не является растворителем водоизолирующих систем и легко вытесняется из ядер.

В процессе капитального ремонта скважин при выполнении нагнетательных операций, которые сопровождаются закачкой в скважину технологических реагентов, успешно применяется колтюбинговая технология (КТ). При помощи КТ и внутрискважинного оборудования успешно осуществляются операции, связанные с притоком газированной жидкости, промывка скважины с целью устранения пробок, тепловая и кислотная обработка призабойной зоны. Также помимо вышеперечисленных операций относится селективная изоляция обводненного интервала пласта. Наиболее сложно-выполнимыми являются операции по исследованию скважин, каротажные работы, визуальное обследование состояния скважины и проведение гидроразрывов пласта и т.д.

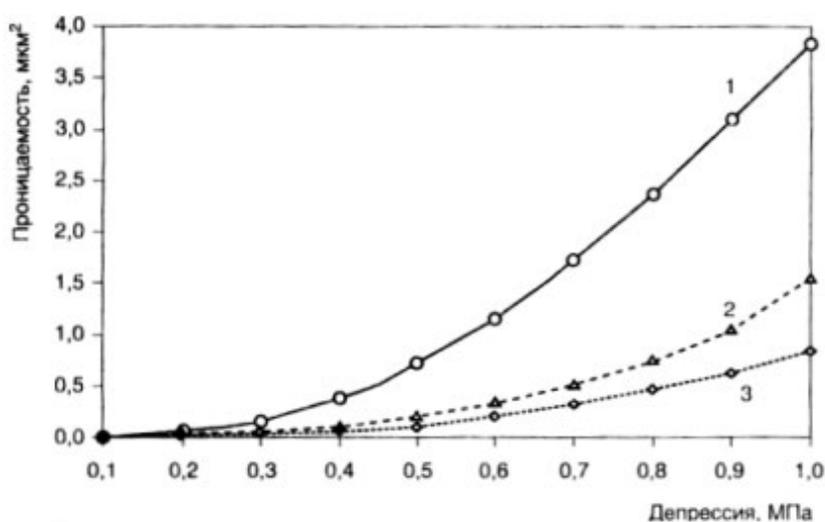


Рисунок 6 – Изменение проницаемости газонасыщенных кернов после закачивания водоизолирующих составов: 1 — исходная проницаемость; 2 — состав на основе А-пласт; 3 — состав на основе АКОР МГ

Положительные моменты присутствуют в применении колтюбинговых технологий в подготовке скважин к ремонтно-изоляционным работам. Они способствуют эффективной проработке ремонтно-изоляционных работ, в частности, в проведении операций по ликвидации песчаных пробок, испытанию колонн на герметичность, обработкам призабойной зоны пласта.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 3-2Б8Г2	ФИО Сухотину Сергею Евгеньевичу
--------------------------	---

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 2692,7 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 148391 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 22258,7 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 51194,9 руб. Накладные расходы 51412,34 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент города Томска -1,3</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценочная карта конкурентных технических решений</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Сухотин Сергей Евгеньевич		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной НИ (ВКР) – эффективное применение колтюбинга в технологических процессах эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1. Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в Таблице 2.

Таблица 2 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Повышение продуктивности добывающих скважин
	Повышение скорости проведения технологических операций на месторождениях

В таблице 3 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 3 – Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Эффективное применение колл-бинга в технологических процессах эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Улучшение производительности системы и повышение скорости проведения технологических операций на месторождениях
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

В связи с постоянным движением рынка анализ производства конкурента требуется проводить поэтапно. Исследуем предлагаемое технологическое решение с конкурентами, которые актуальны на ранке. В качестве конкурентных решений примем:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО "НПП Нефтехим").

Оценим разработки по выбранным техническим и экономическим критериям по пятибальной шкале. Результат анализа сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Оценочная карта конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Выход продукта	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
2 Качество продукта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,60
3 Эффективность использования сырья и материалов	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
4 Энергоэкономичность	0,09	5	3	2	0,45	0,27	0,18
5 Износостойкость оборудования	0,08	3	5	4	0,24	0,40	0,32
6 Безопасность персонала	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
7 Экологичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
8 Простота реализации	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Стоимость оборудования	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18
2 Стоимость сырья	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
3 Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4 Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	1	0,20	0,08	0,04
Итого	1	53	48	41	4,37	4,10	3,65

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

4.1.3 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство;	Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца;
С2. Наличие квалифицированного персонала	Сл2. Быстрый износ оборудования.
С3. Доступность комплектующих при ремонте.	Сл3. Необходимость экспериментальных исследований
Возможности	Угрозы
В1. Наибольшая эффективность удаления отложений;	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;
В2. Уменьшение интенсивности образования отложений;	У2. Ограничение на импорт технологии;
В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины;	У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин
В4. Уменьшение продолжительности очистки.	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта,

а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 6 – 9.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	-	-	-
	B3	+	-	-
	B4	+	+	-

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	+	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	+

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	+
	У2	-	-	-
	У3	-	-	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 10.

Таблица 10 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство;</p> <p>С2. Наличие квалифицированного персонала;</p> <p>С3. Доступность комплектующих при ремонте.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца;</p> <p>Сл2. Быстрый износ оборудования.</p> <p>Сл3. Необходимость экспериментальных исследований характеристик нефти;</p> <p>Сл3. Необходимость экспериментальных исследований</p>
<p>Возможности</p> <p>В1. Наибольшая эффективность удаления отложений;</p> <p>В2. Уменьшение интенсивности образования отложений;</p> <p>В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины;</p> <p>В4. Уменьшение продолжительности очистки.</p>	<p>Направления развития</p> <p>Главным преимуществом технологии является повышение скорости проведения технологических операций на месторождениях.</p>	<p>Сдерживающие факторы</p> <p>Изменение качественной характеристики нефти при введении ингибитора в поток нефти может изменить реологические свойства нефти, что потребует дополнительных затрат на подготовку нефти</p>
<p>Угрозы</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Ограничение на импорт технологии;</p> <p>У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>	<p>Угрозы развития</p> <p>Отсутствие спроса на новые технологии производства</p>	<p>Уязвимости:</p> <p>Необходимость длительных опытных испытаний существующих химических реагентов.</p> <p>Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой :

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 12.

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7

6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 7). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.



Рисунок 7 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);

- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при выполнении ВКР. Результаты расчета затрат представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Затраты при расчете материальных затрат

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Тара для нефтепродукта	340	4	1 200
Смола влагопрочного порядка	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 14 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы HP	55	8	141	2692,7
Итого:					2692,7

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 9).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_0 – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}.$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.,}$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_d – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в таблице

16.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	Z_{mc} , руб	k_{np}	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб..}$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.,}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Группировка затрат по статьям представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
8290	2692,7	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{пр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Накладные расходы по элементам представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Накладные расходы по элементам

Наименование элемента	Затраты
Печать ксерокопирование материалов исследования	12500 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	28912,34 руб.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по форме, приведенной в таблице 19. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 19 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	8290	9700	15945
2	Затраты на специальное оборудование	2692,7	3295,9	4345,3
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9
6	Накладные расходы	51412,34	52900,88	49776,6
Бюджет затрат НИР		308474,04	317405,28	331019,2

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО "НПП Нефтехим").

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 308474,04$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 317405,28$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{308474,04}{331019,2} = 0,93;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{317405,28}{331019,2} = 0,96;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{331019,2}{331019,2} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 20).

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}.$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,93} = 5, \quad I_{исп.2} = \frac{3,95}{0,96} = 4,11, \quad I_{исп.3} = \frac{3,85}{1} = 3,85.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 21).

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,11	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,82	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Разработка, представленная в текущей работе, является более эффективной по сравнению с конкурентами.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8Г2	ФИО Сухотину Сергею Евгеньевичу
--------------------------	---

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дела

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение:

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

Объект исследования: Внутрипромысловый трубопровод

Область применения: Транспортировка нефти и нефтесодержащей жидкости

Рабочая зона: полевые условия;

Климатическая зона: III;

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: станция для спуска каротажных приборов на кабеле, пороховой акустический генератор давления, устьевое оборудование;

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: спуск каротажных приборов на кабеле, обработка призабойной зоны пласта.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. Методические указания компании ПАО «НК Роснефть».
2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
3. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция).
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа».
5. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).
6. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
7. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
8. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемнопланировочным и конструктивным решениям.

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

Вредные факторы:

1. Повышенный уровень шума;

<ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов; – Обоснование мероприятий по снижению воздействий вредных и опасных факторов 	<ol style="list-style-type: none"> 2. Производственные факторы, связанные чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; 3. Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека 4. Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, обладающие свойствами физиологического воздействия на организм человека 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 3. Взрыво – и Пожароопасность <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески, москитные сетки, репелленты</p>
<p>Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов горючесмазочными материалами и химикатами.</p> <p>Воздействие на литосферу: таяние многолетнемерзлых грунтов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов сточными водами от ВТД</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха парами НСЖ при утечке.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Сухотин Сергей Евгеньевич		

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Рабочим местом является участок внутрипромыслового трубопровода. Работы проводятся на линейной части внутрипромыслового нефтепровода «к.70 – вр.к.70». Подготовительный этап работы заключался в исследовании внутрипромыслового нефтепровода с целью определения технического состояния материала труб. В результате проведенной внутритрубной диагностики выявились аномальные области, наличие которых может повлиять на режим безопасной эксплуатации трубопровода. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на объекте эксплуатации внутрипромыслового нефтепровода. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с [17], на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.). Работники без средств

индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работе не допускаются.

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый; режим труда; режим отдыха; состав бригад.

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количества смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

При работе в экстремальных погодных условиях (повышенные или пониженные температуры) работодатель должен обеспечить работников дополнительными средствами индивидуальной защиты от холода или жары, дополнительными санитарно-бытовыми помещениями для обогрева, дополнительным временем приема пищи для восстановления.

5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации и представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [17]	Нормативные документы
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Производственные факторы, обладающие свойствами физиологического воздействия на организм человека	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Взрыво – и Пожароопасность	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты.

Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном

нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных. Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. Согласно [18] эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши
- соблюдение режима труда и отдыха.

Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

При раскачке нефти, ремонте нефтепровода образуются пары нефти, что может привести к отравлению рабочих.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м³)[19], при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м³. Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором АНТ–3М проверяется уровень загазованности воздушной среды.

Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека

Монотонность – это однообразное повторение рабочих операций. Опасность монотонности заключается в быстрой утомляемости, снижении внимания к процессу производства и снижении интереса к трудовому процессу, что влияет на безопасность труда. Одной из форм, предрасполагающей к формированию монотонности, является автоматизм. Он может сформироваться в результате нескольких факторов: рутинности работы, многолетнего опыта, отсутствия вовлеченности в трудовой процесс, творческого подхода, физических перегрузок. Особое значение это имеет на сложных производствах и производствах с вредными условиями труда, где аккуратность и внимание имеют решающее значение. Монотонность также сопровождается апатией к выполнению трудовой деятельности, скукой.

Одним из важных средств борьбы с монотонностью является регулирование скорости движения насосного агрегата в соответствии с колебаниями кривой работоспособности в течение рабочего дня. Объединение малосодержательных операций в более сложные и разнообразные. Снижение утомления при этом происходит за счет расширения поля корковой активности. При совмещении профессий следует учитывать перенос (положительное) и интерференцию (отрицательное) взаимодействие навыков новой и совмещаемой профессии. Согласно документу Р 2.2.2006-05, для предотвращения возникновения у работающих на монотонных работах отрицательных психологических состояний (психологического пресыщения, скуки, сонливости, апатии) в структуру режима труда и отдыха включают функциональную музыку, которая стимулирует двигательную активность и вызывает у работников приятные эмоции [20].

Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

Недостаточная освещенность рабочей зоны также считается одним из факторов, влияющих на работоспособность человека.

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы. Источники возникновения: отсутствие возможности организации естественного освещения.

По нормам освещенности, согласно СП 52.13330.2016 [21], работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Требования к освещению помещения представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Требования к освещению помещений при работе с ПК

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд и подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении и зрении на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение			
				Средняя освещенность, лк, не менее	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности, %, не более
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	Б-1	Не менее 70	400	100*	19	15
		Б-2	Менее 70	300	75*	22	20

Место рабочего освещается таким образом, чтобы был отчетливо виден процесс работы, не напрягая зрения, а также исключая прямое попадание источника света в глаза. В помещении присутствует естественное освещение.

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

Производственные факторы, обладающие свойствами физиологического воздействия на организм человека

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые влекут за собой, могут быть достаточно серьезными для человека. При автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации, связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы(смерть), серьезные телесные повреждения (переломы, ушибы), а также материальные убытки (поломка устройства, механизмов, приборов).

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной защиты;
- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации. Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется [22]

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Проходя через организм, электрический ток вызывает термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое действие тока вызывает ожоги отдельных участков тела, нагрев кровеносных сосудов, нервов, крови и т.п. Электролитическое действие тока выражается в разложении крови и других органических жидкостей организма и вызывает значительные нарушения их физико-химического состава. Биологическое действие тока проявляется как раздражение и возбуждение живых тканей организма, что сопровождается непроизвольными судорожными сокращениями мышц, легких и сердца. В результате могут возникнуть

различные нарушения и даже полное прекращение деятельности органов кровообращения и дыхания.

Профессиональные заболевания вследствие данного фактора: болезни глаз или лейкемия (белокровие).

Основными непосредственными причинами электротравматизма, являются:

- прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением;
- прикосновение к металлическим конструкциям электроустановок, находящимся под напряжением;
- ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала;
- поражение шаговым напряжением и др.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [23].

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность в электроустановках, являются:

- А) оформление работы нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- Б) допуск к работе;

В) надзор во время работы;

Г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Взрыво – и Пожароопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением. Нефть относится к категории и группе взрывоопасных смесей - ПА–ТЗ, где ПА – категория смеси, соответствующая промышленным парам нефти, ТЗ – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м³. К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших возгораний, относятся пожарные краны, огнетушители, ящики сухого песка, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе. Производить контроль за состоянием воздушной среды.

Профилактика пожаров – это совокупность превентивных мер, направленных на исключение возможности возникновения пожаров и ограничение их последствий.

Основные задачи пожарной профилактики[24]:

- организация и осуществление наблюдения за противопожарным состоянием объекта;
- разработка и реализация мер пожарной безопасности;
- осуществление контроля за выполнением требований пожарной безопасности;
- разработка предложений по предупреждению пожаров;
- обучение мерам пожарной безопасности и действиям при пожаре;
- проведение противопожарной пропаганды;
- контроль за состоянием и работоспособностью систем и средств противопожарной защиты.

5.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при замене средств электрохимической защиты первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 24 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 24 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при закачке жидкости в пласт.

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера (Земля и земельные ресурсы; лес и лесные 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.
	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
	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.)
	Гидросфера (Вода и водные ресурсы)	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.
Загрязнение подземных вод при смещении 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
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу по причине не плотности технологического оборудования	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации Оснащение системой контроля загазованности.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (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.

Магистральный нефтепровод является опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируется опасное вещество – нефть. Чрезвычайные ситуации на нефтепроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Перед началом огневых работ проводится важный, подготовительный этап. В ходе его необходимо полностью устранить все препятствия, а также обезопасить окружающую инфраструктуру объекта.

Для этого необходимо соблюдать некоторые правила пожарной безопасности при проведении огневых работ:

- исключение нахождения вблизи участка будущих огневых работ горючих и смазочных материалов. Относится это также к газам и легковоспламеняющимся материалам, которые могут открыто складироваться на объекте;

- обеспечение защиты уязвимых сооружений и установок вблизи места проведения огневых работ. Для этих целей будет оправданно использовать специальные щиты из асбеста. Можно задействовать негорючие составы для нанесения их на поверхность защищаемых объектов;

- обеспечение места огневых работ спецсредствами (огнетушитель ОП-50 – 2 шт., асбестовое полотно 2х1,5 -2 шт, ящик с песком – не менее 1,5 м³, багор и т.д.). К их числу относят средства индивидуальной защиты, а также устройства для устранения потенциальных, локальных очагов воспламенения.

Выводы по разделу

В ходе выполнения данного раздела мною проведена оценка правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности, а также производственной и экологической безопасности при проведении исследования внутрипромыслового нефтепровода путем проведения внутритрубной диагностики с целью определения технического состояния труб. Были выделены вредные и опасные производственные факторы и обоснованы мероприятия по их устранению. Проанализировав влияния объекта исследования, а, то есть линейной части внутрипромыслового нефтепровода на окружающую среду, можно сказать, что основной территорией, которая больше всего подвержена загрязнению, является атмосфера. В свою очередь, были рассмотрены мероприятия по защите окружающей среды. Изучив нормативную документацию, выявлено, что главной из возможных ЧС являются пожары. Для обеспечения пожаробезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе был проведен анализ технологических операций, а также решены следующие задачи:

- рассмотрены основные виды работ с применением колтюбинговых технологий;
- проанализировано применение и перспективы технологии колтюбинга на нефтяных месторождениях;
- оценена эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

Дано описание проведения технологии процесса с использованием непрерывной трубы и доказана его эффективность в различных процессах нефтегазовой отрасли на месторождениях Западной Сибири.

Оценена перспективность развития и спланирована финансовая и коммерческая ценность применения колтюбинга в технологических процессах нефтяных месторождений.

Также была проведена оценка правовых и организационных вопросов обеспечения производственной и экологической безопасности, при работе на нефтепромысловом трубопроводе. Также были выделены вредные и опасные производственные факторы и обоснованы мероприятий по их устранению.

Список использованных источников

1. Бурдин, К. В. AbrasiFRAC* – передовое направление в эффективном комплексе операций по интенсификации притока нефти из скважин / К. В. Бурдин [и др.] // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. научн. тр. – Тюмень: Печатник, 2009. С. 105–110.
2. Войтенко, Л.М. Груздилович, А.М. Киреев и др. Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле. Минск.: Юнипак, 2007.—581 с.
3. Груздилович, Л. Нефтегазовый сервис в меняющемся мире // Время колтюбинга. – 2011. – № 6 (38). С. 10–12.
4. Заграничный, С. Технология гидropескоструйной перфорации эксплуатационной колонны ISOJET при использовании ГНКТ и с последующим проведением ГРП. / С. Заграничный [и др.] Время колтюбинга. – 2011. – № 4–5 (37). С. 44–49.
5. Зозуля, Г. П. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / Г. П. Зозуля [и др.] // Обз.информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ИРЦ Газпром. – 2007. – 81 с.
6. Зозуля, Г. П. Повышение износостойкости и надежности деталей инжектора колтюбинговых установок / Г. П. Зозуля // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 3 (43). С. 32–39.
7. Кустышев, А. В. Колтюбинговые технологии для ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением / А. В. Кустышев [и др.] // Газовая промышленность. – 2011. – № 5. С. 51–55.
8. Листак, М. В. Комплексный подход к ремонту газовых скважин с помощью колтюбинговых технологий / М. В. Листак [и др.] // Известия вузов, Нефть и газ. – 2007. – № 6. С. 13–18.

9. Методика выбора технологии водоизоляционных работ с применением колтюбинговых установок на Уренгойском НГКМ / Р.Р. Сахабутдинов, Н.В. Рахимов, Д.Н. Хадиев и др. — М.: ИРЦ Газпром, 2003. — Т. 1. — С. 81—84.
10. Паникаровский, Е. В. Технологии кислотной и щелочной обработки с помощью колтюбинговой техники / Е. В. Паникаровский [и др.] // Время колтюбинга. – 2011. – № 2–3 (36). С. 22–27.
11. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М.Г. Гейхман, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев и др. // Обз. инф. — М.: ИРЦГазпром, 2007.
12. Рахимов Н. В., Кустышев А.В., Дмитрук В.В., Шестакова Н.А., Федосеев А.П., Рахимов С.Н. Водоизоляционные работы с использованием колтюбинговой техники и полимерных составов на скважинах Уренгойского НГКМ: Обз. инф.—М.: Газпром экспо, 2012.
13. Сервисные технологии с применением колтюбинговых установок при капитальном ремонте газовых скважин / А.А. Ахметов, Н.В. Рахимов, Р.Р. Сахабутдинов и др. // Нефть и капитал. Технологическое приложение к журналу «Колтюбинг, опыт, исследования, технологии, практика». — 2001. — № 1. — С. 33—35.
14. Сухачев, Ю.В. Инновационная технология испытания разведочных скважин с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки / Ю. В. Сухачев // Время колтюбинга. – 2010. – № 4–5 (33). С. 14–18.
15. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин на депрессии. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. [Tagirov K.M., Nifantov V.I. Burenie skvazhin na depressii. — М.: Nedra-Biznescentr, 2003.]
16. [Электронный ресурс] / Применение колтюбинговой технологии в бурении – Режим доступа: <https://studbooks.net/1770609/geografiya/vvedenie>, свободный.

17. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.

18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

20. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

21. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;

22. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

23. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

24. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.