

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 – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ современных типов подвесных устройств хвостовика

УДК 622.241-229.211.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Александров Павел Дмитриевич		15.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		18.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		17.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Черемискина М.С.	–		17.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		19.06.2020

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеет иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин.
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин.
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

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 (специальность) – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Александров Павел Дмитриевич

Тема работы:

Анализ современных подвесных устройств хвостовика	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-113/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: подвесные устройства хвостовика Область применения: процесс установки хвостовиков в скважинах
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение</i>	1. Обзор литературы по теме исследования 1.1 Обзор сортамента подвесных устройств хвостовика 1.2 Патентный обзор подвесных устройств хвостовика

<i>результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<p>2. Анализ рассмотренных подвесных устройств хвостовика</p> <p>2.1 Разработка классификации подвесных устройств хвостовиков</p> <p>2.2 Разработка рекомендаций для выбора подвесных устройств хвостовиков</p>
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Ассистент отделения общетехнических дисциплин Черемискина М.С.
Часть на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков, к.п.н., Гутарева Н.Ю.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:
Main foreign companies producing liner hangers

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Александров Павел Дмитриевич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Александров Павел Дмитриевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Оценка затрат на оборудование для установки хвостовиков в наклонно-направленных скважинах. 2. ТУ 14-161-163-96 3. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Оценка перспективности использования устройств подвесок хвостовиков и сопутствующего сервисного сопровождения, предоставляемого отечественными нефтесервисными компаниями
2. Планирование и формирование график научных научно-исследовательской работы.	Составление плана проекта с учетом необходимых временных, трудовых затрат и соответствующих рисков
3. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательской работы	Оценка эффективности применения устройств подвесок хвостовиков и сопутствующего сервисного сопровождения отечественных производителей по сравнению с зарубежными аналогами

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Александров Павел дмитриевич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Александров Павел Дмитриевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Изучение влияния биоразлагаемых брейкеров на реологические характеристики жидкостей гидроразрыва пласта	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Подвесные устройства хвостовика Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля, закачивание и крепление скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018), СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Вопросы по безопасной эксплуатации объекта, на котором производится бурение представлены в приказе Госгортехнадзора от 09.04.1998 N 24 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности РД 08-200-98»: Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам; требования к безопасному ведению работ при строительстве нефтяных и газовых скважин; бурение и тд
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	К вредным факторам, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований относятся: микроклимат, шум, электромагнитные поля, освещение. Работа по строительству наклонно-направленных скважин на кусте нефтегазовых месторождений связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:

	<p>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</p> <p>2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3. Повышенный уровень вибрации.</p> <p>4. Повышенный уровень шума.</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>К опасным факторам рабочей зоны в которой производится исследование относят: опасность пожара, опасность поражения электрическим током.</p> <p>На кусте нефтегазовых месторождений в процессе строительства скважин могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия; 2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4. Пожара-взрывоопасность
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>В процессе строительства скважин на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферного воздуха вследствие выбросов выхлопных газов; – механическое и химическое загрязнение водоотводов – нарушение естественных свойств геологической среды.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: аварийные разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы ПВО и труб в процессе опрессовки, открытые фонтаны, шквальные ветра, ливневые дожди, заморозки и др. Наиболее типичными и опасными из них, которым нужно уделить отдельное внимание являются пожары и открытые фонтаны.</p> <p>Необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> – разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; – разработать действия в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Черемискина Мария Сергеевна	–		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Александров Павел Дмитриевич		11.02.2020

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 (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы	19.06.2020
---	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11 февраля 2020	1. Обзор сортамента производителей подвесных устройств хвостовика	20
1 марта 2020	2. Патентный обзор подвесных устройств хвостовика	20
10 марта 2020	3. Анализ рассмотренных подвесных устройств хвостовика	25
15 апреля 2020	4. Разработка рекомендаций к выбору подвесных устройств	30
15 июня 2020	5. Предварительная защита диссертации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		18.06.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		19.06.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит: 141 с., 17 рис., 18табл., 34 литературных источников, 10 прил.

Ключевые слова: ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН, ХВОСТОВИК, ПОТАЙНАЯ КОЛОННА, КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН, ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА, ПОДВЕСНОЕ УСТРОЙСТВО ХВОСТОВИКА, СПУСК ХВОСТОВИКА.

Объектом исследования является: процесс установки хвостовиков в наклонно–направленных нефтяных и газовых скважинах. Предметом исследования является: подвесные устройства хвостовиков.

Цель работы: разработка рекомендаций по безаварийной установке хвостовиков в наклонно–направленных нефтяных и газовых скважинах.

В процессе исследования проводились: обзор и анализ оборудования для установки хвостовиков, анализ режимов спуска хвостовика и влияющих факторов.

В результате исследования: разработана классификация подвесных устройств хвостовиков, разработаны рекомендации по выбору подвесных устройств хвостовиков.

Область применения: заканчивание наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин с хвостовиком.

Экономическая эффективность/значимость работы: расчет экономической эффективности при использовании подвесных устройств хвостовиков отечественных производителей по сравнению с зарубежными аналогами.

В будущем планируется: разработать комплексный инженерный подход к процессу планирования работ, спуска и крепления хвостовика.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

–**бурение**: процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород.

–**скважина**: горная выработка цилиндрической формы, сооружаемая без доступа в неё человека и имеющая диаметр во много раз меньше её длины.

–**зенитный угол**: угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и вертикалью, проходящей через данную точку.

–**азимутальный угол**: угол между апсидальной и меридиональной плоскостями.

–**положение отклонителя**: угол между фиксированной плоскостью и плоскостью, в которой происходит искусственное искривление ствола скважины (плоскость отклонения).

–**уровень промывочной жидкости в емкостях**: объем промывочной жидкости, находящейся в емкостях.

–**выход промывочной жидкости**: интенсивность выхода промывочной жидкости на устье скважины.

–**расход промывочной жидкости**: количество литров промывочной жидкости, проходящее в единицу времени через стояк манифольда.

–**концентрация газов в промывочной жидкости**: отношение объема газа в промывочной жидкости к общему объему промывочной жидкости.

–**глубина забоя**: расстояние от стола ротора до забоя скважины.

–**положение инструмента**: расстояние от стола ротора до компоновки низа бурильной колонны или открытого конца бурильных труб.

–**подвеска хвостовика**: устройство, служащее для спуска и установки хвостовика в предыдущей обсадной колонне.

–**муфта манжетного цементированя:** устройство, служащее для проведения цементированя в несколько ступеней.

–**технологическая оснастка:** комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементированя скважин.

–**Разъединитель:** устройство, предназначенное для спуска в скважину хвостовиков и последующего разъединения от несущей транспортировочной колонны.

Обозначения и сокращения

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ГФР – геофизические работы;
- ОК – обсадная колонна;
- РУС – роторная управляемая система;
- ГТИ – геолого–технические исследования;
- ТС – телесистема;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ГТН – геолого–технический наряд;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- СБТ – стальная бурильная труба;
- ЛБТ – легкосплавная бурильная труба;
- СПО – спускоподъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- БК – башмак колонный;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратного действия;
- ПКР – пневматические клинья ротора;
- НКТ – насосно–компрессорные трубы;
- ПКР – пневматические клинья ротора;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- ПХН – подвеска хвостовика нецементируемая;
- ПХЦ – подвеска хвостовика цементируемая;
- ММЦ – муфта манжетного цементирования;
- МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;

Содержание

Введение.....	16
1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
1.1 Особенности строительства скважин с хвостовиками	17
1.2 Основные трудности, возникающие при установке хвостовиков различного типа	25
1.3 Обзор подвесных устройств хвостовика	28
1.4 Обзор и анализ способов установки хвостовиков	52
2 Аналитическая часть.....	59
2.1. Анализ производителей и сортамента подвесных устройств.....	59
2.2. Разработка классификации подвесных устройств	62
2.3 Разработка рекомендаций к выбору подвесных устройств хвостовика	64
2.4 Выводы и рекомендации	76
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
3.1. SWOT анализ	78
3.2 Составление графика проведения научного исследования	83
3.3 Капитальные затраты	87
3.3.1 Расчет стоимости работ	87
3.3.2 Затраты на закупку оборудования.....	87
3.4 Формирование бюджетного фонда	89
3.4.1 Расчет амортизации	89
3.4.2 Расчет заработной платы.....	89
3.4.3 Отчисления в государственные внебюджетные фонды.....	89
3.4.4. Прочие затраты.....	90
3.5 Оценка экономического эффекта	90
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
Введение.....	93
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	94

4.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства	94
4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	95
4.2 Профессиональная социальная безопасность	96
4.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований	97
4.2.1.1 Вредные факторы.....	97
4.2.1.1 Опасные факторы.....	100
4.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования.....	101
4.2.2.1 Вредные факторы	101
4.2.2.2 Опасные факторы.....	103
4.3 Экологическая безопасность.....	106
4.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду и обоснование мероприятий по защите окружающей среды	106
Заключение	110
Список использованных источников	111
Приложение А	114
Приложение Б	132
Приложение Г	134
Приложение Д.....	135
Приложение Е.....	136
Приложение Ж.....	137
Приложение И	138
Приложение К.....	139
Приложение Л.....	140

Введение

С развитием технологий в сфере бурения скважин появилась тенденция к увеличению средних глубин бурения и усложнению пространственных профилей скважин, что в свою очередь вызвало ряд новых проблем при бурении и заканчивании скважин. Одной из таких проблем является высокая аварийность при заканчивании скважин хвостовиком.

Технологическая операция по заканчиванию скважины хвостовиком является важнейшим этапом работ в процессе бурения, поскольку является заключительным этапом в процессе строительства скважины.

Учитывая постоянно растущую сложность работ и усложнение технологических операций при установке хвостовиков в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, вызывающие высокую аварийность при проведении данных работ, существует необходимость в создании инструмента или модели, которая будет осуществлять комплексный подход к решению поставленных задач на этапах планирования и проведения скважинных работ.

В данной работе представлены несколько инструментов, с которыми можно работать при планировании работ (разработанная классификация подвесных устройств хвостовиков) и проведении работ по установке хвостовиков.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Особенности строительства скважин с хвостовиками

Отечественный и зарубежный опыт в области строительства скважин, а особенно боковых горизонтальных стволов скважин показывает, что при этих работах возникают сложности не только при зарезке окна из обсадной колонны и проводке бокового ствола, но также при креплении этого ствола.

Как правило, крепление вторых боковых стволов скважин осуществляется путем спуска и цементирования потайной обсадной колонны – «хвостовика».

Хвостовик или потайная колонна – это короткая обсадная колонна, которая не достигает поверхности, а подвешивается в нижней части предыдущей обсадной колонны с помощью устройства–подвески. Существует множество способов применения хвостовиков и различные причины их применения. Например, применение хвостовика может оказаться наилучшим техническим решением или вариантом эксплуатации, применение хвостовика может оказаться более дешевой и экономящей время альтернативой применению обсадной колонны, или может помочь снизить риски для скважины или окружающей среды.

Спуск обсадных колонн и крепление ствола скважин «хвостовиками» возникли как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и как решение задачи по упрощению конструкции скважин, то есть уменьшению диаметра используемых обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и материалов используемых при цементировании, увеличению коммерческой скорости бурения и снижению себестоимости строительства скважин, возможность более интенсивного искривления.

Особое значение при этом приобретает надежное разобщение пластов при цементировании скважины, так как от успешного решения этой задачи зависят – сохранение коллекторских свойств пласта, длительность безводной эксплуатации объектов, повышение суммарного объема добычи нефти.

Условия разобщения пластов обусловлены комплексом геологических и технико-технологических факторов, влияние которых оказывает отрицательное воздействие на качество разобщения пластов и является причиной возникновения различных аварий и осложнений в скважине. К геологическим факторам относятся: температура, давление, литологическая и физическая характеристики пород, природа пластовых флюидов, расстояние между продуктивными нефтяными, водоносными и газовыми пластами.

К технико-технологическим факторам относятся: конструкция скважины (длина и диаметр колонны, величина зазора и выхода из-под башмака предыдущей колонны); состояние ствола скважины (кривизна и перегибы ствола, кавернозность и величина глинистой корки, наличие поглощений, проявлений, осыпей и обвалов пород); объем и свойства бурового раствора, буферной жидкости и тампонажного раствора; скорость восходящего потока в кольцевом пространстве; соотношения между реологическими показателями и плотностью вытесняемой и вытесняющей жидкостей; наличие и конструкция технологической оснастки обсадной колонны (башмак, обратный клапан, центраторы, турболизаторы, пакеры и цементировочные пробки).

Также имеются и недостатки у хвостовиков. К ним можно отнести дополнительные спуско-подъемные операции, возможную негерметичность подвесного устройства хвостовика.

При бурении хвостовики применяют для изоляции зон поглощения или аномально высоких давлений, что позволяет продолжать бурение на большую глубину.

Необходимость установки хвостовика устанавливается после построения совмещенного графика давления.

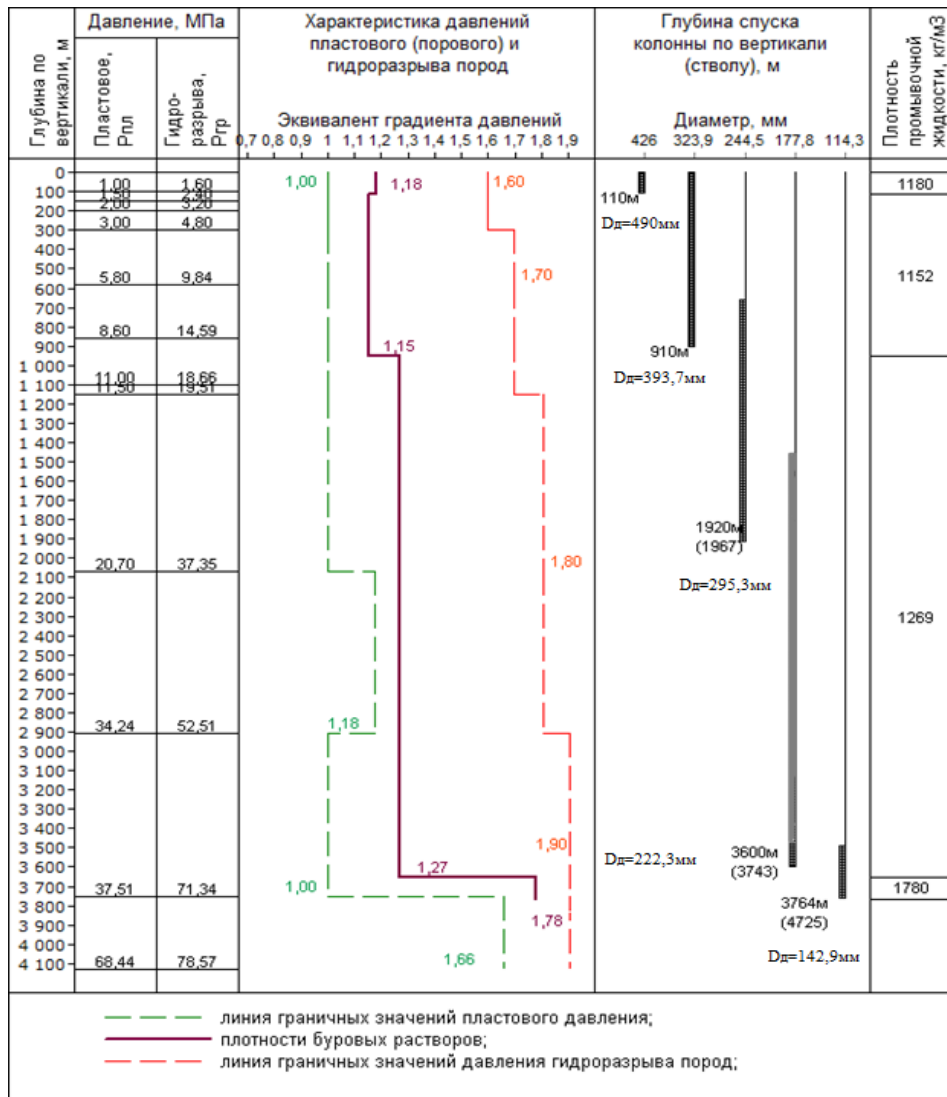


Рисунок 1– Пример совмещенного графика давления, анализ которого показывает необходимость спуска хвостовика

В связи с ростом пластового давления необходимо проектировать другую колонну (хвостовик в данном случае).

В данном случае при отсутствии хвостовика интервал под эксплуатационную колонну надо будет бурить на повышенной плотности бурового раствора, что увеличит вероятность поглощений бурового раствора, приведет к загрязнению верхних напорных объектов, а также значительно

увеличится расход химических реагентов для приготовления и обработки бурового раствора и увеличит металлоемкость.

Согласно методики [1, 2] и требований [3] проектирование диаметров обсадных колонн и долот начинают снизу-вверх с эксплуатационной колонны или хвостовика. Диаметр эксплуатационной колонны добывающей скважины выбирается исходя из ожидаемого дебита, и определяет диаметры всех предыдущих колонн (промежуточных, кондуктора и направления).

Положительным аспектом увеличения диаметра эксплуатационной колонны является возможность использования более производительного скважинного оборудования, возможностью эксплуатировать в скважине одновременно несколько пластов и облегчением проведения ремонтных работ. Однако, с другой стороны, увеличение диаметра эксплуатационной колонны ведет к увеличению металлоемкости скважины, объемам бурения и расходу буровых технологических жидкостей.

Уменьшение диаметра эксплуатационной колонны снижает стоимость ее строительства, но увеличивает затраты, связанные с эксплуатацией скважины. Так, применение малогабаритного оборудования ведет к увеличению затрат на приобретение до 2–3-х раз. Усложняется поведение подземного ремонта, что ведет, как правило, к увеличению затрат времени, и, следовательно, и материалов, а в некоторых случаях не позволяет произвести необходимый ремонт.

При бурении глубоких, сверглубоких скважин и скважин с большими отходами возникает необходимость в большом количестве обсадных колонн разного диаметра и не всегда хватает сортамента труб для обеспечения. Сортамент труб выпускаемых в соответствии с ГОСТом 632-80 подразумевает выпуск труб с максимальным диаметром 508 мм и минимальным 114мм. Учитывая необходимые требования по зазорам (между колонной и стенкой скважины) и диаметрам муфт, типовая конструкция может включать от трех до

пяти колонн. Кроме того, встречающиеся при бурении разведочных скважин осложненные условия (неустойчивость стенок скважины, несовместимость условий бурения по градиентам давлений пластового и гидроразрыва, соленосные формации или подсолевые пласты) требуют дополнительного спуска обсадных колонн, что приводит к уменьшению диаметра ствола скважины, поскольку обсадная колонна для ликвидации осложнения должна быть установлена выше запланированного уровня.

Одним из технологических решений сохранения диаметра обсадных колонн при проектировании конструкции скважины является использование расширяемых обсадных труб [4]. В настоящее время разработками в области расширяемых трубных изделий занимаются зарубежные фирмы: Halliburton, Schlumberger, Enventure, Weatherford, Baker Oil Tools, READ Well Services.

В основе принципа расширения обсадных труб лежит технология гидравлического расширения профильной части труб и механическое расширение, в основе которого лежит холодная обработка (т. е. при температуре не выше забойной) стальных труб в стволе скважины до требуемого диаметра с использованием развальцевателей. Для изготовления расширяемых труб используются только высококачественные стали с более строгими требованиями, чем в ГОСТ 632-80 и стандарте API. Свойства материала труб до расширения подобны материалу API L-80. Металлургическая структура этих труб значительно уступает по эластичности, пока сохраняются ее прочностные характеристики. Для расширяющихся изделий используют трубы с контактной сваркой, что обеспечивает непрерывность толщины стенки и приводит к более качественному расширению [4].

Применяемые в настоящее время системы расширяемых труб выполняют функции хвостовиков и пластырей.

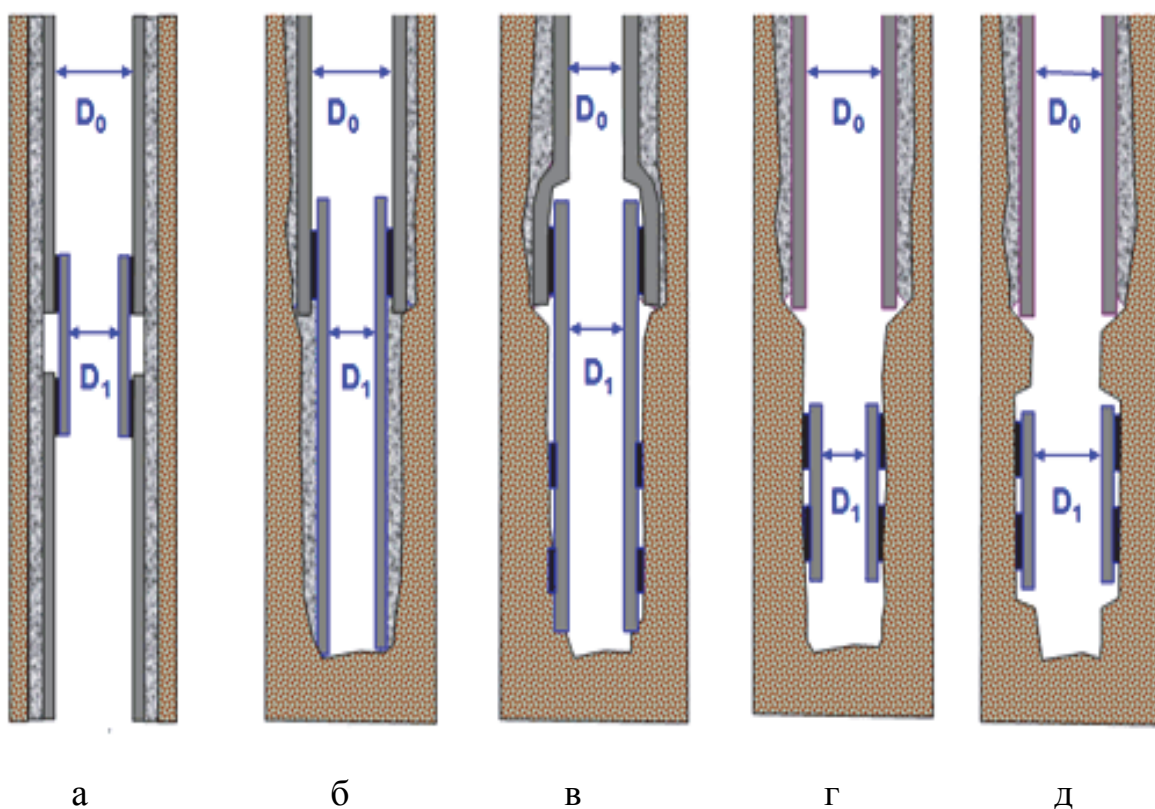


Рисунок 2 – Виды расширяемых систем:
 а- пластырь для обсадной колонны; б- хвостовик для открытого ствола скважины; в- хвостовик для открытого ствола скважины без потери диаметра; г- пластырь для открытого ствола скважины (уменьшенный внутренний диаметр); д- пластырь для открытого ствола скважины без уменьшения внутреннего диаметра

Однако из всех перечисленных видов применения расширяемых трубных изделий лишь одно из них имеет наибольший потенциал – скважина одного проходного диаметра (Monodiameter) [6, 7]. Идея заключается в том, чтобы устанавливать расширяемые хвостовики в скважине последовательно один за другим.

Данная технология расширяемых труб применялась на Приразломном месторождении и показала высокую эффективность. Экономический эффект от внедрения технологии монодиаметра составил примерно в 30–50 % от стоимости и времени бурения, за счет значительно упрощенной конструкции скважины и сокращения затрат в результате уменьшения объемов сброса шлама на 46 % (9,5

тыс. мз, или 25 тыс. тонн), массы обсадных колонн на 63 % (13,3 тыс. тонн), потребных объемов цемента на 77 % (8,7 тыс. тонн). При использовании технологии возможно снижение нагрузки на буровую вышку от веса наиболее тяжелой колонны на 33 % (с 450 до 300 тонн), а, следовательно, возможно увеличение длины ствола скважины по инструменту [4].

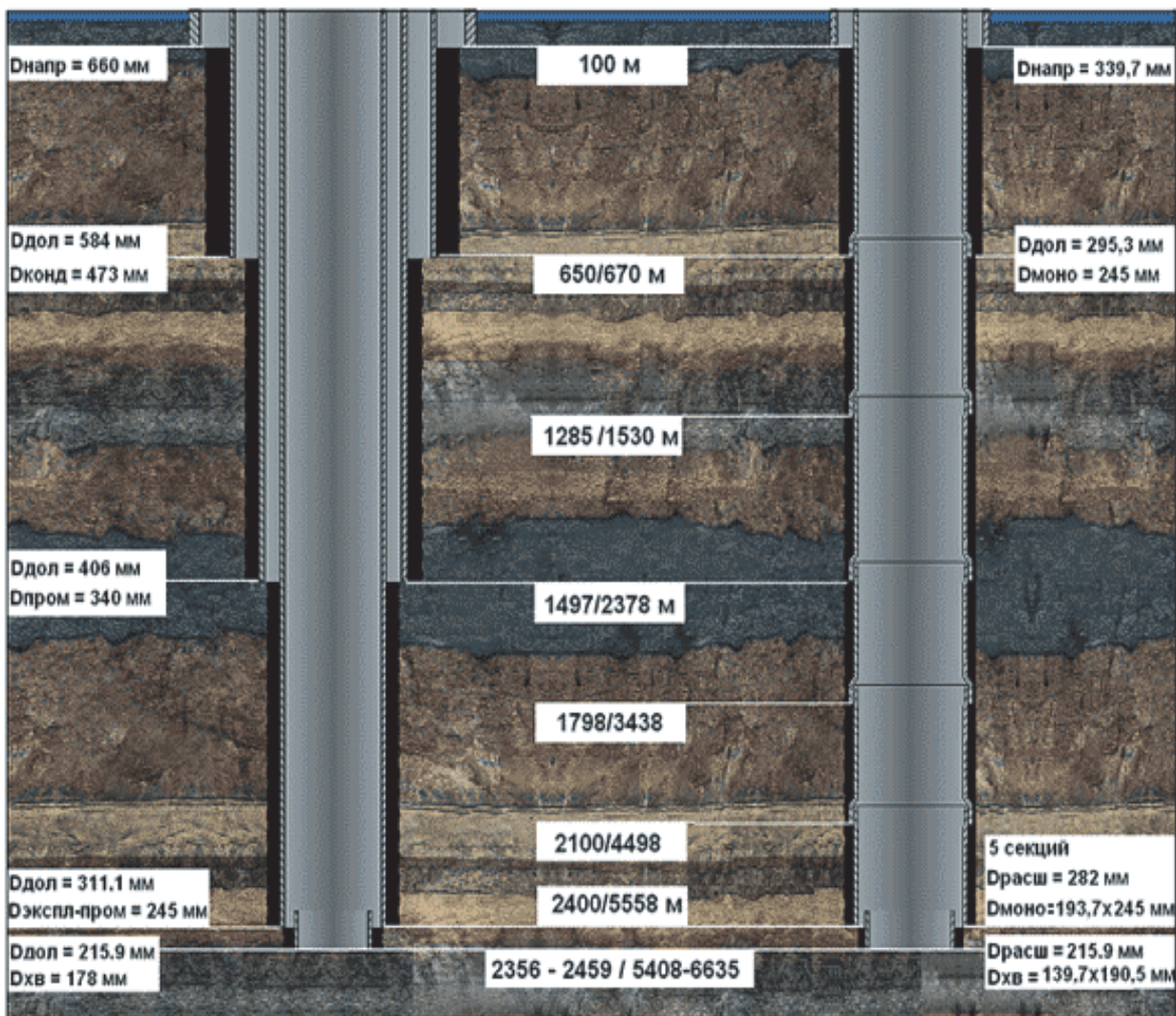


Рисунок 3 – Традиционная многоколонная конструкция и конструкция скважины одного проходного диаметра на примере Приразломного месторождения.

Кроме прямой экономической выгоды в сравнении с традиционными многоколонными скважинами, технология позволит проводить скважины на большие глубины, скважины с большим отклонением забоя от вертикали в

сложных горно-геологических условиях, строить скважины в природоохранных зонах и т. д.

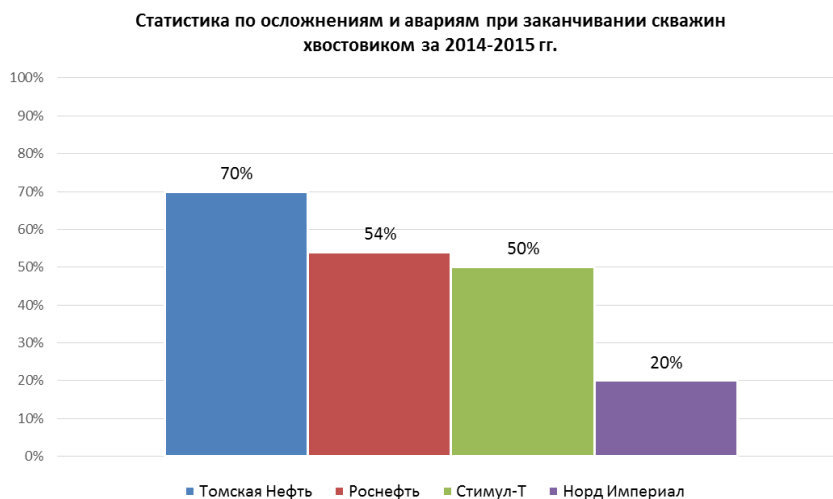
Применение технологии монодиаметра на Приразломном месторождении показала, что при спуске обсадной колонны уменьшаются силы трения, препятствующие движению колонны в наклонно-направленном участке ствола, снижается общая нагрузка на буровую установку. Этот факт в совокупности с высвобождаемой грузоподъемностью буровой вышки подтверждает возможность значительного увеличения отхода забоев скважин от вертикали при использовании технологии монодиаметра [4].

1.2 Основные трудности, возникающие при установке хвостовиков различного типа

По статистике, в среднем, в 50% случаев заканчивания скважин хвостовиком при бурении и зарезках боковых стволов отмечались следующие осложнения и аварии [7-8]:

- прихваты;
- недоспуски хвостовика;
- негерметичность хвостовика;
- некачественное цементирование;
- дополнительные операции по переподготовке ствола скважины к повторному спуску обсадной колонны.

Анализ результатов работ по заканчиванию скважин хвостовиком в четырех нефтесервисных компаниях за 2014-2015 годы показал, что существует проблема, связанная с установкой хвостовиков в наклонно-направленных нефтяных и газовых скважинах различного назначения: эксплуатационных, разведочных, с горизонтальным окончанием и под МГРП.



**Рисунок 4 – Статистика по осложнениям и авариям при заканчивании скважин
ХВОСТОВИКОМ**

Анализ статистических данных показал, что наиболее часто встречающейся проблемой является потеря подвижности хвостовика, и как следствие, его прихват в открытом стволе скважины и недоведение обсадной колонны до проектной глубины. Данное осложнение, наиболее вероятно, связано с синергетикой факторов [8]:

- малый диаметр ствола;
- ненадлежащая подготовка ствола скважины к спуску хвостовика;
- развитие процессов седиментации химических реагентов бурового раствора в горизонтальной части ствола;
- низкая триботехническая способность бурового раствора;
- неподходящий режим спуска хвостовика;
- недостаточная производительность или невозможность промывки из-за конструктивных особенностей и требований элементов хвостовика.

Из шести перечисленных факторов выделяются три, работая с которыми, можно достичь повышения дохождения хвостовика до забоя. К этим факторам относятся:

- подготовка ствола скважины к спуску хвостовика;
- триботехнические свойства бурового раствора;
- режим спуска хвостовика.

Одним из примеров успешной работы с первопричиной осложнений при спуске хвостовика является внедрение технологии подготовки ствола скважины, состоящей из трех операций при каждом наращивании бурильного инструмента при нахождении компоновки в открытом стволе[9]:

1. спуск с циркуляцией и вращением инструмента;
2. спуск с циркуляцией без вращения;
3. спуск без циркуляции и без вращения.

Подготовка ствола скважины проводится роторной КНБК с жесткостью выше жесткости спускаемого хвостовика до полной ликвидации затяжек и посадок при подъеме и спуске инструмента. В общем случае, мероприятия по подготовке ствола скважины к спуску хвостовика регламентируются инструкциями и руководящей документацией РД 39-00147001-767-2000.

В процессе заключительной промывки перед подъемом компоновки свойства бурового раствора необходимо привести к плановым (по геолого-техническому наряду) и произвести его обработку смазывающими агентами (графит, нефть, лубриол и другие).

1.3 Обзор подвесных устройств хвостовика

В настоящее время разработано и используется на практике множество типов подвесных устройств хвостовиков, что обусловлено различными геолого-техническими условиями заканчивания скважин хвостовиками. Подвесное устройство хвостовика должно отвечать всем требованиям, предъявляемым к нему, в том числе требованиям безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также решать конкретные поставленные задачи при креплении скважин хвостовиком. Основным различием подвесок хвостовиков

являются конструктивные особенности устройств, а, следовательно, и их принцип действия, и назначение.

1. Подвеска хвостовика нецементируемая извлекаемая ПХН–И

Предназначена для спуска и подвески нецементируемых хвостовиков, с возможностью их последующего извлечения в случае необходимости [8].

Устройство для спуска и подвески хвостовиков ПХН–И состоит из двух узлов, размещенных на общем корпусе:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла разъединителя, обеспечивающего спуск устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с осуществлением промывок или установкой спускаемого оборудования, и приведение в действие узла якоря устройства с последующим гидравлическим разъединением транспортировочной колонны от устройства.

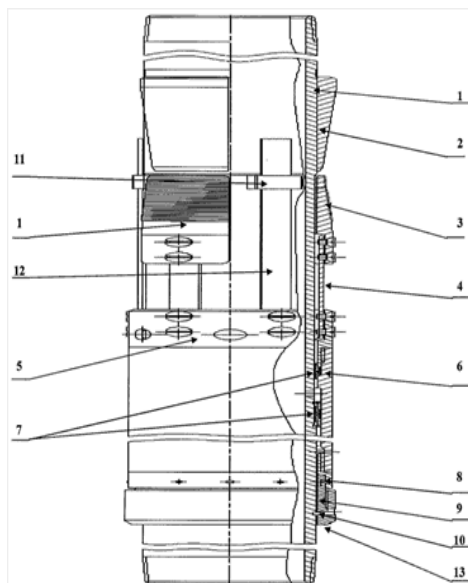


Рисунок 5 – Подвеска хвостовика нецементируемая извлекаемая
(якорный узел)

1 – корпус подвески; 2 – неподвижные клинья; 3 – подвижные клинья; 4 – планки подвижных клиньев; 5 – наконечник; 6 – гильза; 7 – уплотнительные узлы;

8 – срезной элемент; 9 – втулка; 10 – стопорное кольцо; 11 – накладка;
12 – направляющая; 13 – стакан.

Подвеска гидравлическая клиновая действует следующим образом:

На корпусе устройства 1 установлены неподвижные клинья 2. Подвижные клинья 3 соединены с планками 4. Планки 4 соединены с наконечником 5, который в свою очередь контактирует с гильзой 6. Гильза 6 закреплена на втулке 9 с помощью срезного элемента 8. Втулка 9 зафиксирована от продольного перемещения вдоль трубы стопорным кольцом 10. Накладка с отверстием 11 закреплена на корпусе 1. Внутренняя поверхность отверстия цилиндрическая с образующей, ориентированной параллельно оси корпуса 1. В отверстие накладки вставлена продольная направляющая 12, соединенная с наконечником 5. Конструкция из накладок 11 и направляющих 12 фиксирует подвижную часть подвески в отношении вращения вокруг оси корпуса 1.

При повышении давления внутри корпуса 1 на гильзу 6 действуют силы, направленные в сторону наконечника 5. В расчетный момент силы достаточно для среза срезного элемента 8, элемент срезается, гильза 6 с наконечником 5, перемещаясь двигают посредством планок подвижных клиньев 4 подвижные клинья 3, которые взаимодействуя с неподвижными клиньями 2 отжимаются, увеличивая диаметр конструкции, фиксируя подвеску хвостовика внутри скважины.

При необходимости извлечения устройства с хвостовиком из скважины производят спуск колонны НКТ с внутренней трубуловкой (или специальным инструментом), которая устанавливается в проходном канале корпуса. При создании натяжения колонны НКТ около 5 тонн в зоне подвески происходит деактивация узла якоря и подъем из скважины.

Технические характеристики подвески хвостовика нецементируемой извлекаемой ПХН–И приведены в таблице Б.1 приложения Б[10].

2. Подвеска хвостовика нецементируемая ПХН

Предназначена для крепления скважин хвостовиками без цементированья и выпускается в двух исполнениях, которые различаются по способу перекрытия внутреннего пространства[7-9]:

- при помощи дроссельно–запорного клапана, путем повышения производительности промывки;

- при помощи пуска цементировочной пробки или шара и прокачки до посадки в специальное стоп–седло, размещенное в подвеске;

Подвеска ПХН представляет собой комплекс из четырех функционально законченных и полностью независимых друг от друга узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;

- узла гидромеханического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;

- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок, приведения в действие всех устройств с последующим автоматическим отсоединением транспортировочной колонны от устройства;

- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

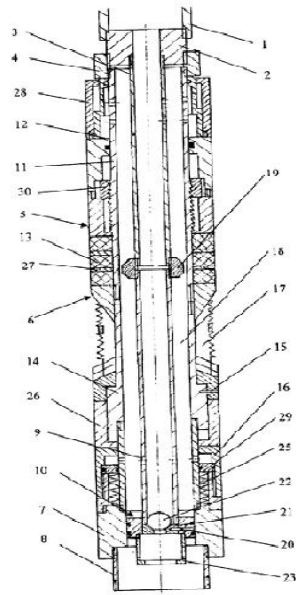


Рисунок 6 – Подвеска хвостовика нецементируемая ПХН

1 – транспортная колонна; 2 – переводник; 3 – внутренняя труба; 4 – муфта;
 5 – пакер; 6 – якорь; 7 – соединительная муфта; 8 – хвостовик; 9 – отверстия;
 10 – клапан; 11 – верхний ствол; 12 – гидропривод; 13 – манжеты; 14 – нижний
 ствол; 15 – срезной штифт; 16 – гидропривод; 17 – шлипсы; 18 – кольцевая
 полость; 19 – жесткий центратор; 20 – срезной штифт; 21 – седло; 22 – шар;
 24 – Т-образный хвостовик; 25 – пружина; 26 – ограничитель осевого хода;
 27 – стальные шайбы; 28 – ограничитель осевого сжатия.

Устройство для установки и герметизации хвостовика обсадной колонны в скважине спускается до заданного интервала скважины.

При спуске находящаяся в скважине жидкость свободно перетекает во внутреннюю полость устройства через проходное отверстие в седле 21 клапана 10. Затем в колонну труб бросают шар 22, который падает на седло 21 клапана 10 и перекрывает проходное отверстие седла 21. По колонне труб подают под давлением жидкость, которая через отверстия 9 во внутренней трубе 3 поступает в кольцевую полость 18. Из последней жидкость под давлением поступает в

гидропривод 16 якоря 6. Под действием гидропривода 16 через ограничитель осевого хода 26 срезается штифт 15, освобождая обойму со штипсами 17, которые при движении вверх обоймы перемещаются в радиальном направлении и внедряются в стенку обсадной колонны. При срезе штифта 15 пружина 25 разжимается и создает через расположенный в гидроприводе 16 поршень 29, ограничитель осевого хода 26 и обойму со штипсами 17 дополнительное усилие на врезание штипсов 17 в обсадную колонну и удержание штипсов 17 в их рабочем положении после снятия давления. Одновременно жидкость через отверстия в верхнем стволе 11 создает давление на гидропривод 12, который перемещаясь в направлении манжет 13 сжимает манжеты 13. Установленное в гидроприводе 12 упорное кольцо 30 перемещаясь по верхнему стволу 11 фиксирует положение сжатия манжет 13.

При достижении заданного давления срезается штифт 20 на седле 21 клапана 10 и оно вместе с шаром 22 падает в ловушку 23.

Далее вращая колонну труб 1 вправо отворачивается переходник 2 который вместе с внутренней трубой 3, центратором 19 и клапаном 10 с ловушкой 23, а также находящимися в ней шаром 22 и седлом 21 клапана 10 поднимается вверх. В процессе крепления скважины оснастка хвостовика размещается следующим образом: нижняя труба хвостовика оснащается башмаком, затем устанавливается обратный клапан, далее фильтровая часть хвостовика. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХН, которая соединяется с транспортировочной колонной.

Подвески ПХН, оборудованные узлом УИФ (узел изоляции фильтров), позволяют проводить промывку через башмак.

Технические характеристики устройства ПХН приведены в таблице В.1 приложения В [7,8].

3. Подвеска хвостовика нецементируемая с возможностью вращения при спуске ПХНВ

Подвеска хвостовика нецементируемая ПХНВ предназначена для крепления скважин хвостовиками без цементированья с возможностью вращения хвостовика при спуске[8].

Подвески ПХНВ, оборудованные узлом УИФ (узел изоляции фильтров), позволяют проводить промывку через башмак.

Подвеска ПХНВ представляет собой комплекс из четырех функционально законченных и полностью независимых друг от друга узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла гидромеханического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, с вращением, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок, приведения в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны от хвостовика;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

ПХНВ – подвеска хвостовика, нецементируемая для спуска с возможностью вращения, подвески и герметизации хвостовиков. Устройство выпускается в трех исполнениях, которые отличаются по способу перекрытия внутренней полости транспортировочной колонны и точке промывки при спуске:

- при помощи шара;
- при помощи шара, промывка при спуске производится через башмак (с использованием устройства УИФ);
- при помощи пробки ПЦВ.

При использовании устройств типа ПХНВ1 осуществляется следующая совокупность технологических операций: спуск устройства с возможностью вращения в составе хвостовика на равнопроходной или близкой к ней транспортировочной колонне труб с внутренним диаметром не менее 50 мм. Проведение промывки[7,8].

Повышение внутреннего избыточного давления путем сброса шара КОШ1.102.004 (пробки ПЦВ114–78/64) и закачки необходимого объема бурового раствора, для посадки шара (пробки) в седло устройства.

Последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и автоматического разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны путем повышения внутреннего избыточного давления.

Проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Область применения устройства – вертикальные, наклонно–направленные (пологие) стволы скважин и стволы с горизонтальным окончанием, в которые спускаются и не цементируются хвостовики наружным диаметром 114 мм. Рабочая среда, в которой работает устройство, – буровой и тампонажный растворы, обработанные химическими реагентами, минерализованная пластовая вода, нефть и газ при температуре до 100 °С.

Технические характеристики подвески хвостовика нецементируемой с возможностью вращения при спуске приведены в таблице Г.1 приложения Г (на примере подвески хвостовика 114 мм для спуска в промежуточную колонну 178 мм с возможностью использования узла изоляции фильтров и промывки через башмак)[8].

4. Подвеска хвостовика нецементируемая с ориентируемым клином ПХН–КО

Подвеска хвостовика нецементируемая с ориентируемым клином ПХН–КО предназначена для спуска нецементируемого хвостовика с последующим

забуриванием с клина подвески второго ствола скважины и спуском второго нецементируемого хвостовика[8].

При использовании устройств типа ПХН–КО осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск устройства в составе хвостовика на бурильной колонне;
- ориентирование направления клиноподвески с помощью устройства для ориентирования компоновок в скважине УОКС;
- приведение в действие якоря повышением давления до 13 МПа;
- фиксация вращающейся части клина относительно хвостовика и разъединение бурильной колонны от хвостовика при давлении 16 МПа.

Механизм работы подвески обеспечивает ориентирование клина в заданном направлении. Давление на узлы подвески передается только в случае правильной установки клина.

Технические характеристики подвески ПХН–КО приведены в таблице Д.1 приложения Д[8].

5. Подвеска хвостовика цементируемая защищенная ПХЦЗ

Подвеска хвостовика цементируемая защищенная ПХЦЗ предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием, проведения технологических операций, связанных с цементированием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и последующим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика[7,8].

Область применения устройства — вертикальные, наклонно–направленные (пологие) стволы скважин и стволы с горизонтальным окончанием, в которые спускаются и цементируются хвостовики (потайные обсадные колонны).

Подвеска ПХЦЗ состоит из четырех функционально законченных и работающих независимо друг от друга узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла гидромеханического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с промывками, приведение в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны и устройства;
- узла механического разъединения, дублирующего работу гидравлического.

После окончания спуска хвостовика до заданной глубины и проведения технологических промывок, осуществляется следующая совокупность технологических операций для приведения в действие устройства ПХЦЗ:

- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора для разделения его от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство до получения сигнала «стоп»;
- приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до величины $P = 16$ МПа. Через отверстие в полум штифте давление передается во внутреннюю полость гидропривода. Взаимодействуя с плашками, гидропривод раздвигает их в радиальном направлении и прижимает к стенкам технической колонны;
- приведение в действие узла пакера производится повышением внутреннего избыточного давления до величины $P = 16$ МПа. Давление

передается во внутреннюю полость гидропривода, происходит срез винтов и перемещение толкателя, который, взаимодействуя с манжетами и находящимся между ними центратором, герметично прижимает манжеты к стенкам технической колонны;

– узел разъединителя приводится в действие при наращивании внутреннего избыточного давления до величины $P = 20$ МПа. Давление передается на поршень, срезные винты разрушаются, поршень перемещается и освобождает при этом упоры и, таким образом, отсоединяется от наружного корпуса и соединенного с ним хвостовика;

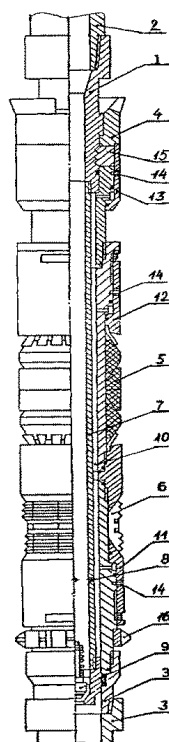
– узел механического разъединения приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо, 20 оборотов; предварительно необходимо установить на индикаторе вес, соответствующий весу транспортировочной колонны в жидкости;

– проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

В процессе крепления скважины в состав хвостовика включаются следующие технические средства:

– при сплошном цементировании хвостовика нижняя труба хвостовика оснащается башмаком, затем устанавливается обратный клапан и стоп-патрубок. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦЗ, которая соединяется с транспортировочной колонной;

– при манжетном цементировании хвостовика нижняя труба фильтровой части хвостовика оснащается башмаком, над фильтровой частью устанавливается пакер для манжетного цементирования одной из моделей ПГМЦ, ПГМЦ2 или ПГМЦ4. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦЗ, которая соединяется с транспортировочной колонной[11].



Фиг. 1

Рисунок 7 – Подвеска хвостовика ПХЦЗ

1 – корпус; 2 – транспортировочная колонна; 3 – хвостовик; 4 – разъединитель;
 5 – пакер; 6 – якорь; 7 – патрубок; 8 – отверстия; 9 – клапан; 10 – кольцевая
 полость; 11 – гидропривод якоря; 12 – гидропривод пакера; 13 – гидропривод
 разъединителя; 14 – срезные штифты; 15 – фиксаторы разъединителя;
 16 – центратор;

Устройство работает следующим образом: хвостовик 3 с разъединителем 4, пакером 5 и якорем 6 спускают на транспортировочной колонне 2 в скважину. Во время спуска хвостовика в скважину могут быть его посадки, обусловленные состоянием ствола скважины, которое, в свою очередь, определяется геологическими условиями. В этих случаях могут быть осуществлены промывки ствола скважины с определенным расходом и подачей промывочного раствора по транспортировочной колонне 2 через дроссельно-запорный клапан 9.

После установки хвостовика 3 в заданном интервале скважины создают циркуляцию жидкости через дроссельно-запорный клапан 9, осуществляют

промывку скважины. Затем закачивают тампонажный состав. После этого осуществляют циркуляцию жидкости с увеличенным (в сравнении с промывкой) расходом. Под действием перепада давления, возникающего в калиброванном кольцевом канале 22, шток 19 сжимает пружину 23 и садится на посадочное седло 18. При дальнейшем увеличении давления в транспортировочной колонне 2 оно через радиальные отверстия 8 патрубка 7 передается в кольцевую полость 10, а через нее в полости приводных узлов 11, 12, 13 соответственно якоря 6, пакера 5 и разъединителя 4. Каждый из этих узлов настроен на разные давления срабатывания. При достижении каждого из этих давлений обеспечивается возможность последовательного автоматического срабатывания якоря 6, затем пакера 5 и, после этого, разъединителя 4. Срабатывание вышеупомянутых приводных узлов происходит после передачи соответствующих давлений из кольцевой полости 10 в рабочие полости дифференциальных втулок этих узлов, срезания в каждом из этих узлов срезных элементов 14 и перемещения дифференциальных втулок с приводом узлов в рабочее положение. Срабатывание разъединителя происходит с перемещением ее дифференциальной втулки и освобождением элементов относительной фиксации 15 корпуса 1 и разъединителя 4. После срабатывания разъединителя транспортировочную колонну с корпусом и патрубком приподнимают над верхней частью хвостовика и осуществляют циркуляцию жидкости для вымывания тампонажного раствора из скважины. Затем транспортировочную колонну с корпусом и патрубком из скважины извлекают.

Таким образом, с применением устройства по данному изобретению создают значительное упрощение технологических операций по установке и герметизации хвостовика обсадной колонны. Все операции могут быть осуществлены автоматически при достижении определенных давлений в транспортировочной колонне. При этом, в случае возможных осложнений устройство может быть переключено в промежуточное положение,

обеспечивающее возможность дополнительной промывки скважины для устранения возможных осложнений.

При сплошном цементировании хвостовика: нижняя труба хвостовика оснащается башмаком, затем устанавливается обратный клапан и стоп-патрубок ПХЦ1. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦ3, которая соединяется с транспортировочной колонной с внутренним диаметром не менее 50 мм.

При манжетном цементировании хвостовика: нижняя труба фильтровой части хвостовика оснащается башмаком, над фильтровой частью устанавливается пакер ПГМЦ. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦ3, которая соединяется с транспортировочной колонной с внутренним диаметром не менее 50 мм.

В случае, когда не удастся создать внутреннее давление для разъединения, можно разъединиться вращением транспортировочной колонны вправо, 20 оборотов, предварительно установив на индикаторе вес соответствующий весу транспортировочной колонны в жидкости.

Узлы пакера, якоря и разъединителя имеют независимые друг от друга толкатели и защищены от преждевременного срабатывания при промежуточных промывках.

Технические характеристики подвески хвостовика цементируемой защищенной ПХЦ3 приведены в таблице Ж.1 приложения Ж [7,8].

6. Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая ПХГМЦ

Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая ПХГМЦ предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием, проведения технологических операций, связанных с цементированием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и автоматическим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика и подъемом транспортировочной колонны [7,8].

Подвеска ПХГМЦ представляет собой комплекс из четырех работающих независимо друг от друга функционально законченных узлов:

- гидравлического якоря;
- гидравлического разъединителя;
- механического пакера;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

Подвеска имеет ряд блокировок: гидравлическое разъединение защищено от преждевременного срабатывания до момента срезки полый подвесной пробки, пакер может сработать только после разъединения.

Подвеска состоит из двух частей: установочного инструмента и собственно подвески, включающей в себя узел пакера, узел якоря и заходную воронку.

При использовании подвесок типа ПХГМЦ осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск устройства в скважину в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;
- проведение промывок с ограничением по давлению (не более 75% от давления заякоривания);
- проведение промывки на забое без ограничения по давлению (срабатывание якоря меняет площадь кольцевого пространства незначительно);
- проведение цементирование хвостовика с пуском цементирующей пробки после закачки тампонажного раствора, для отделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика с ограничением по давлению продавки после срезки подвесной пробки (не более 75% от давления разъединения) и получение сигнала «стоп»;

- приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до 14 МПа;
- приведение в действие узла гидравлического разъединения производится повышением давления до 20 МПа;
- узел механического разъединения приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо;
- приведение в действие узла пакера осуществляется путем частичной разгрузки веса транспортировочной колонны на «голову» хвостовика;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

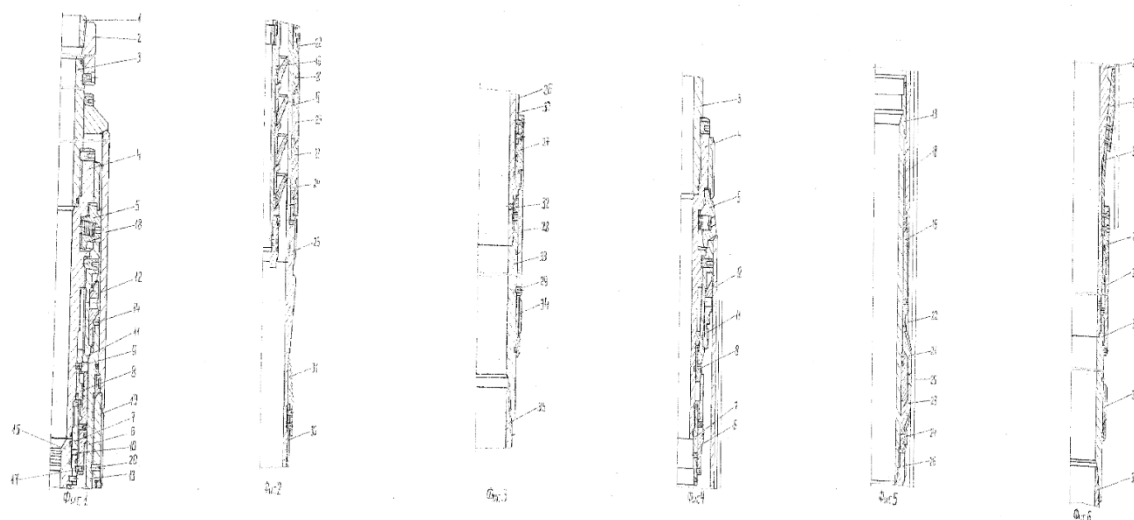


Рисунок 8 – Подвеска хвостовика ПХГМЦ

На схеме 1–3 изображено устройство в транспортном положении. На схеме 4–6 – устройство в его рабочем положении, перед удалением разъединителя.

Устройство подвески состоит из транспортировочной колонны 1, переводника 3, соединенного с транспортировочной колонной муфтой 2 с

замковой резьбой (схема 1–3). В нижней части переводник 3 соединен с разъединителем 4, в специальных пазах которого размещены подпружиненные кулачки 5. Разъединитель 4 имеет поршневой узел 6, включающий корпус 7 поршневого узла и поршень 8, зафиксированный срезными элементами 9. В корпусе поршневого узла имеется канал 10 для подачи жидкости, соединяющийся с кольцевой полостью в поршневом узле. Утолщенная часть поршня 8 поджимает пружинную цангу 11. Коническая наружная поверхность цанги 11 размещена в стыке между воронкой 12 и пакером 13. Воронка 12 соединена с пакером 13 посредством левой резьбы и зафиксирована срезными элементами 14. В случае, если по какой-либо причине не удастся создать давление и привести в действие разъединитель 4, то вращением транспортировочной колонны 1 вправо разрушают срезные элементы 14 и воронка 12 разъединяется от пакера 13.

Канал 10 для подачи жидкости в корпусе поршневого узла 7 перекрыт седлом 15 полый подвесной пробки 16, закрепленным на корпусе 7 поршневого узла, по меньшей мере, одним срезным элементом 17. Пакер 13 имеет нажимную втулку 18, соединенную с толкателем 19 и зафиксированную срезными элементами 20.

На пакере 13, в нижней части толкателя 19, размещена верхняя манжета 21, удерживаемая торцевой защитой 22. В нижней части пакера неподвижно установлена нижняя манжета 23 торцевой защитой 24. Между манжетами 21 и 23 размещена втулка 25 с двумя коническими заходными поверхностями. Пакер 13 соединен с якорем 26, имеющем участок с конической поверхностью (схема 2). На корпусе якоря 26 размещены поршень 27 и толкатель 28, закрепленный срезными элементами 29 (схема 2,3). На период транспортировки толкатель 28 закреплен еще и транспортировочными болтами (на схемах не показаны). К толкателю присоединены планки 30 с плашками 31. В якоре 26 имеется отверстие 32 для подачи жидкости в кольцевую полость между толкателем 28 и корпусом

якоря 26. Якорь 26 в своей нижней части соединен с переходной втулкой 33, на которой закреплен жесткий центратор 34. Втулка 33 соединена с нижним переводником 35, который, в свою очередь, соединен с обсадной трубой (на схемах не показана).

Устройство ПХГМЦ работает следующим образом. После спуска хвостовика на заданную глубину производят цикл технологических промывок, подготавливая скважину к цементированию. Затем, после закачивания расчетного объема тампонажного раствора в транспортировочную колонну 1 пускают верхнюю цементировочную пробку (не показана), которая в процессе цементирования скважины садится в седло 15 подвесной пробки 16 (схема 1–3). После ее посадки в седло 15, перекрывают проходной канал в подвесной пробке 16 и продолжают закачивать буровой раствор. При достижении необходимого давления, около 4–6 МПа, происходит срез срезных элементов 17 и совмещенные продавочные пробки (верхняя цементировочная и подвесная) перемещаются вниз к забою скважины, вытесняя тампонажный раствор в заколонное пространство хвостовика. При окончании процесса цементирования в хвостовике обсадной колонны создают расчетное избыточное давление. При достижении давления, около 16 МПа, рабочая жидкость, поступающая через отверстие 32, воздействует на поршень 27 и толкатель 28 якоря 26, в результате чего происходит разрушение срезных элементов 29. При этом поршень 27 перемещает планки 30 вместе с плашками 31, которые наезжают на конусную часть корпуса якоря 26, заклинивая таким образом всю подвеску внутри обсадной колонны (происходит якорение). Затем продолжают наращивать давление бурового раствора до 20 МПа. В результате этого происходит разрушение срезных элементов 9, поршень 8 перемещается влево до упора в специальный выступ на корпусе разъединителя 4 (схема 1). При этом зубцы пружинной цанги 11 оказываются над специальным карманом поршня 8 и цанга получает возможность сжаться до диаметра меньше, чем внутренний диаметр воронки 12. После этого приподнимают бурильную

колонну вверх на 1,5–2 метра, разрушая при этом срезные элементы 14. При этом кулачки 5 под действием пружин раскрываются по наружному диаметру. После раскрытия кулачков 5 производят разгрузку бурильной колонны на 10–15 тонн путем ее опускания. При этой разгрузке кулачки 5 воздействуют на нажимную втулку 18, которая по резьбе соединена с толкателем 19 пакера 13 (схема 4–6). Толкатель 19, перемещаясь вниз, разрушает срезные элементы 20 и сжимает манжеты 21, 23. Происходит пакеровка, при которой торцевая защита 22, 24 обеспечивает равномерное и надежное срабатывание манжет 21, 23. Устройство сработало, манжеты герметично прижимаются к внутренней поверхности промежуточной колонны и узел разъединителя можно извлекать на поверхность (схема 4–6).

В случае, если по каким–то причинам, избыточного давления будет недостаточно для приведения в действие гидравлического узла разъединения (среза элементов 9), выполняют вращение бурильной колонны вправо на 20–25 оборотов. В этом случае при вращении происходит разъединение транспортной колонны с хвостовиком по левой резьбе воронки 12 с пакером 13.

Таким образом, за счет крепления седла подвесной пробки непосредственно к внутренней поверхности корпуса поршневого узла достигается упрощение устройства и повышается надежность его работы в целом.

Устройство данной конструкции широко применяется при креплении боковых стволов и цементируемых хвостовиков наклонно–направленных эксплуатационных скважин.

Технические характеристики подвески хвостовика гидромеханической цементируемой ПХГМЦ приведены в таблице И.1 приложения И [7,8].

7. Подвеска хвостовика с разъединением до цементированния ПХРЦ

Подвеска хвостовика с разъединением до цементированния ПХРЦ предназначена для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине[8].

Устройство состоит из трех функционально законченных и работающих независимо друг от друга узлов, размещенных на общем корпусе:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла механического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла механического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок и приведением в действие узла якоря, механическим разъединением транспортировочной колонны от устройства, цементированием хвостовика и последующим приведением в действие узла пакера.

Подвеска состоит из двух частей: установочного инструмента и собственно подвески, включающей в себя узел пакера, узел якоря и заходную воронку.

При использовании подвесок типа ПХРЦ осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск устройства в скважину в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;
- проведение промывок, с ограничением по давлению (не более 75% от давления заякоривания);
- проведение промывки на забое без ограничения по давлению (срабатывание якоря меняет площадь кольцевого пространства незначительно);
- пуск шара и его прокачка до посадки в седло пакера ПГМЦ или в специальное седло, устанавливаемое над обратным клапаном;

- активация ПГМЦ (при манжетном цементировании);
- приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до 13 МПа, при этом разрушаются срезные винты и гидротолкатель перемещается в осевом направлении, надвигая плашки на конусную часть корпуса и прижимая, таким образом, плашки к стенкам предыдущей обсадной колонны;
- повышением давления до 16 МПа проводят открытие цементировочных окон пакера ПГМЦ (при манжетном цементировании) или повышением давления до 20 МПа проводят срез специальные седла с шаром для восстановления циркуляции;
- проводят разъединение установочного инструмента от подвески путем разгрузки транспортировочной колонны и ее вращения вправо не менее 10 оборотов;
- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика и получение сигнала «стоп»;
- приведение в действие узла пакера осуществляется путем частичной разгрузки веса транспортировочной колонны на «голову» хвостовика;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Разъединение до цементирования позволяет достигнуть максимально безаварийной работы по установке хвостовиков.

Технические характеристики подвески хвостовика с возможностью разъединения до цементирования ПХРЦ представлены в таблице Л.1 приложения Л[8].

8. Подвеска хвостовика цементируемая для безмуфтовых труб ПХЦБТ

Подвеска хвостовика цементируемая для безмуфтовых труб ПХЦБТ предназначена для спуска и проведения сплошного цементирования хвостовика, состоящего из безмуфтовых труб[8].

Подвеска хвостовика ПХЦБТ состоит из верхнего переводника и корпуса, соединенного специальной левой резьбой с нижним переводником. В корпусе выполнена специальная проточка, в которой расположена цанга, поджатая поршнем, который зафиксирован срезными винтами. Во внутреннем канале устройства размещена подвесная пробка, которая закреплена двумя полыми срезными пробками.

Устройство работает следующим образом: при проведении цементирования хвостовика верхняя цементирующая пробка садится в седло подвесной пробки, и за счет повышения давления происходит срез двух полых пробок, открывается доступ жидкости в полость поршня.

После получения сигнала «стоп» производится повышение давления, при этом разрушаются срезные винты, и поршень перемещается, освобождая цангу. При создании натяжения лепестки цанги сжимаются, и таким образом происходит разъединение хвостовика и транспортировочной колонны.

Подвеска оборудована узлом механического разъединения, дублирующего гидравлический. Он приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо.

Область применения устройства — вертикальные, наклонно—направленные (пологие) стволы скважин и стволы с горизонтальным окончанием, в которые спускаются обсадные колонны диаметром 102, 114, 120 и 140 мм, состоящие из безмуфтовых труб.

Технические характеристики устройства ПХЦБТ приведены в таблице К.1 приложения К [8].

9. Подвеска хвостовика защищенная для ступенчатого цементирования ПХЗСЦ

Подвеска хвостовика защищенная для ступенчатого цементирования ПХЗСЦ предназначена для спуска, подвески и герметизации хвостовиков с двухступенчатым цементированием. Подвеска используется совместно с муфтой ММЦ или пакером ПГМЦ[7,8].

При использовании устройств типа ПХЗСЦ осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск комплекса в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;
- проведение 1–й ступени сплошного или манжетного цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для его разделения от продавочной жидкости;
- стыковка верхней цементировочной пробки с нижней полкой цементировочной пробкой, установленной в подвеске;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика, снятие защиты от преждевременного срабатывания при прохождении цементировочных пробок через муфту, и получение сигнала «стоп» 1–й ступени и закрытие цементировочных окон;
- открытие цементировочных окон повышением внутреннего избыточного давления на глубине установки муфты до величины давления открытия цементировочных окон;
- смыв тампонажного раствора первой ступени находящегося выше цементировочных окон муфты;
- проведение 2–й ступени цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для его разделения от продавочной жидкости;

- стыковка верхней цементировочной пробки с верхней полкой цементировочной пробкой, установленной в подвеске;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика и получение сигнала «стоп» 2-й ступени и закрытие цементировочных окон;
- проверка закрытия окон муфты сбросом давления до 0;
- повышение внутреннего избыточного давления и последовательное приведение в действие узлов подвески ПХЗСЦ – якоря, пакера и разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны;
- разбуривание цементировочных пробок, и седла в муфте ММЦ по окончании сроков ОЗЦ.

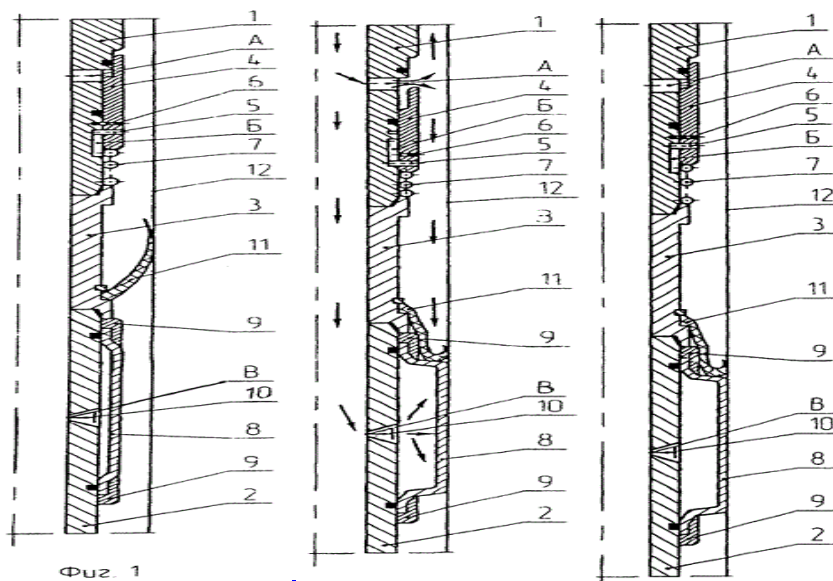


Рисунок 9 – Устройство для манжетного цементирования ММЦ

Фиг.1 – транспортное положение; Фиг.2 – рабочее положение; Фиг.3 – конец технологических операций; 1 – верхняя часть основного корпуса; 2 – нижняя часть; 3 – патрубок; 4 – втулка; 5 – ограничительный винт; 6 – фиксирующие винты; 7 – пружина; 8 – уплотнительный элемент; 9 – концевая арматура; 10 – обратный клапан; 11 – уплотнительные манжеты; 12 – стенка скважины; А – технологические отверстия; Б, В – кольцевая проточка;

Пакер на чертеже условно не показан. Герметичность контактных поверхностей между деталями устройства обеспечивается с помощью уплотнительных колец.

Устройство для цементирования обсадных колонн в скважинах работает следующим образом: устройство для цементирования обсадных колонн в скважинах с потайной обсадной колонной спускают на бурильной колонне в скважину и подвешивают, например, на клиновой подвеске в эксплуатационной колонне. Перекрывают проходной канал нижней части 2 составного корпуса устройства ниже обратного клапана 10, например, с помощью шара, который бросают на седло, закрепленное в нижней части 2 составного корпуса (на Фиг.1 не показано) и в устройстве создают избыточное внутреннее давление с устья скважины. При расчетном по величине избыточном внутреннем давлении уплотнительный элемент 8, например, из пластичного материала – стального или алюминиевого сплава деформируется до стенки скважины 12, т.е. происходит запакеровка заколонного пространства в скважине. С увеличением избыточного давления еще на 2,0–2,5 МПа происходит срезание винтов 6 и открытие технологических отверстий А (Фиг.2), после чего давление в бурильной колонне на устье скважины резко снижается. Затем закачивают по расчету заданный объем цементного раствора в бурильную колонну и продавливают его с помощью цементируемых пробок (на Фиг.2 не показано) через технологические отверстия А в заколонное пространство скважины над устройством, т.е. проводят манжетное цементирование.

Технические характеристики подвески хвостовика ПХЗСЦ представлены в таблице Л.1 приложения Л [7,8].

1.4 Обзор и анализ способов установки хвостовиков

В связи с научной новизной полученных результатов исследования текст данной главы отсутствует.

2 Аналитическая часть

В связи с научной новизной полученных результатов исследования текст данной главы отсутствует.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью магистерской диссертации является совершенствование технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин. Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо оценить перспективность и экономическую эффективность использования современного отечественного оборудования для установки хвостовиков, в частности – подвесные устройства хвостовиков.

Потенциальными потребителями результатов данной работы будут являться буровые нефтесервисные компании.

С этой целью необходимо:

- составить SWOT-анализ;
- составить график проведения научного исследования
- оценить затраты на крепление интервала под хвостовик;
- сравнить затраты на приобретение оборудования отечественного и зарубежного производства;
- сравнить затраты на приобретение услуг по инженерному сопровождению;
- оценить экономическую эффективность использования оборудования отечественных производителей

3.1. SWOT анализ

Первым этапом SWOT анализа является выявление сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы и поиск потенциальных угроз для реализации проекта.

Результаты первого этапа SWOT анализа, представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты первого этапа SWOT анализа.

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Финансирование из бюджета;</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Невозможность использования</p>
	<p>С2. Не требуется закупка материалов и оборудования;</p> <p>С3. Широкая база данных в общественном доступе;</p> <p>С4. Персонал с высокой квалификацией.</p>	<p>конфиденциальных данных заказчиков;</p> <p>Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.);</p> <p>Сл3. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятиями - сервисными буровыми организациями;</p> <p>В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование;</p> <p>В4. Получение гранта для продолжения исследований;</p> <p>В5. Удорожание схожих конкурентных исследований.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Невостребованность результатов исследования;</p> <p>У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН)</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p> <p>У4. Неточность получаемых данных.</p>		

На втором этапе SWOT анализа необходимо выявить соответствие сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данное мероприятие покажет если есть необходимость в проведении коренных изменений. По результатам второго этапа были составлены интерактивные матрицы, которые представлены в таблицах 5 – 8.

Таблица 5 - Интерактивная матрица «возможности - сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Возможности		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Возм 1	-	-	-	-
	Возм 2	-	-	+	+
	Возм 3	-	-	-	-
	Возм 4	-	-	+	+
	Возм 5	+	+	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие позиции: В2С3С4, В4С3С4, В5С1С2.

Таблица 6 - Интерактивная матрица «возможности - слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Возможности		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Возм 1	-	-	-
	Возм 2	-	-	-
	Возм 3	+	+	-
	Возм 4	-	+	-
	Возм 5	-	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности - слабые стороны» можно выделить следующие коррелирующие позиции проекта: В3Сл2, В4Сл2.

Таблица 7 - Интерактивная матрица «угрозы-сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Угрозы		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Угр1	-	-	-	-
	Угр 2	-	-	-	-
	Угр 3	-	+	-	-
	Угр 4	-	-	+	-

По таблице «угрозы-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие угрозы и сильные сторон: У3С2, У4С3.

Таблица 8 - Интерактивная матрица «угрозы-слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Угрозы		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Угр 1	+	+	-
	Угр 2	+	+	-
	Угр 3	-	-	-
	Угр 4	-	-	+

Анализируя интерактивную матрицу по таблице «угрозы-слабые стороны» можно выделить следующие позиции: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2, У4Сл3.

На третьем этапе SWOT анализа составляется итоговая матрица, включающая в себя описание сильных, слабых сторон и угроз, данная информация представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Итоговая таблица SWOT анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Финансирование из бюджета; С2. Не требуется закупка материалов и оборудования; С3. Широкая база данных в общественном доступе; С4. Персонал с высокой квалификацией.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Невозможность использования конфиденциальных данных заказчиков; Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.); Сл3. Возможные неточности вследствие, если не учитываем третьи факторы, неуказанные в доступных рапортах и сводках.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Сотрудничество с предприятиями - сервисными буровыми организациями; В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование; В4. Получение гранта для продолжения исследований; В5. Удорожание схожих конкурентных исследований</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-сильные стороны»: В2С3С4 – широкая база данных, имеющаяся в открытом доступе, может быть дополнена данными от предприятий, что может полностью покрыть потребность в исходных данных; компетентный персонал предприятий работает в паре с высоко квалифицированными сотрудниками университета. В4С3С4С5 – получение гранта решаемой проблемы при участии квалифицированного персонала, наличием оборудования и материалов для работы. В5С1С2 – так как данные исследования финансируются из бюджета, что дает преимущество перед компаниями конкурентами.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-слабые стороны»: В3Сл1Сл2 – возможно появление дополнительного спроса на исследование УВН, в случае если выданные рекомендации будут способствовать снижению непроизводительного времени; В4Сл2 – в случае возможности более детального исследования с приобретением специализированного оборудования; Возможно получение гранта для дальнейшего развития проекта.</p>

<p>Угрозы: У1. Невостребованность результатов исследования; У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН) У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность получаемых данных.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-сильные стороны»: У3С2 – при снижении бюджета на исследование возможно уменьшение времени, уделяемого руководителем магистранту, будет меньше, что в конечном итоге скажется на точности исследований; У4С3 – возможны ошибки в сделанных выводах, соответственно в выдаваемых рекомендациях.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-слабые стороны»: У1Сл1Сл2 – возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие неэффективности выдаваемых рекомендаций; У2Сл1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований в области изучения УВН и повышения качества выдаваемых ими консультаций; У4Сл3 – возможно получение неточных данных вследствие использования данных полученных не при абсолютно идентичных условиях.</p>
---	---	--

3.2 Составление графика проведения научного исследования

Данная диаграмма представляет собой график, где работы каждого этапа представлены протяженными во времени отрезками, которые характеризуются датами начала и окончания выполнения данных работ. Длительность этапов рассчитывается как:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэфф. календарности.

Коэффициент календарности находится согласно формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})},$$

где $T_{\text{кал}} = 366$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}} = 118$ – количество выходных и праздничных дней в 2020 году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{365-118} = 1,48.$$

Полученные по результатам расчетов значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого. Все полученные значения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Виды работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Продолжительность работ в раб. днях, T_{pi}	Продолжительность работ в календ. днях, T_{ki}
	t_{mi} н , ч ел - дн и	t_{m} ах , ч ел - дн и	t_o ж, ч ел - дн и			
Определение темы исследования	8	12	9.6	Руководитель	9.6	14.21
Подбор и изучение литературных источников	13	20	15.8	Магистрант	15.8	23.38
Планирование работ	2	5	3.2	Руководитель Магистрант	1.6	2.37
Оформление литературного обзора	8	12	9.6	Магистрант	9.6	14.21
Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований	27	34	29.8	Магистрант	29.8	44.10

Анализ результатов исследования , оформление выводов	27	3 4	29 .8	Руководитель магистрант	14.9	22.05
Написание магистерской диссертации	8	1 2	11	Магистрант	11	14.21

На основании таблицы 4 строится календарный план график проведения научно-исследовательских работ (таблица 11)

Таблица 11 - Календарный план-график

№ работ	Вид работ	Исполнитель	Т _к , кал. дни	Продолжительность выполнения работ					
				январь	февраль	март	апрель	май	
1	Определение темы исследования (9.01.20 - 22.01.20)	Руководитель	14						
2	Подбор и изучение литературных источников (23.02.20 - 14.02.20)	Магистрант	23						
3	Планирование работ (15.02.20 - 16.02.20)	Руководитель, Магистрант	2						
4	Оформление литературного обзора (17.02.20 - 2.03.20)	Магистрант	14						
5	Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований (3.03.20 - 15.04.20)	Магистрант	44						
6	Анализ результатов исследования, оформление выводов (16.04.20 - 7.05.20)	Руководитель, Магистрант	22						
7	Оформление диссертации (8.05.20 - 21.05.20)	Магистрант	14						

– руководитель;
 – магистрант.

3.3 Капитальные затраты

3.3.1 Расчет стоимости работ

Норма времени для выполнения работ по креплению скважины представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Норма времени работ

Наименование работ	Время на выполнение работы, ч
ПЗР к креплению скважины	16
Подготовительные работы к креплению скважины	72
Спуск и установка хвостовика	24
Заключительные работы	12
Всего	124

Стоимость 1 суток работы буровой установки складывается из стоимости работы буровой бригады, стоимости работы агрегатов, подрядных организаций и составляет от 500000 рублей до 1000000 рублей в среднем.

Для расчета примем стоимость 1 часа работы на буровой исходя из стоимости 1 суток в 750000 рублей. Тогда стоимость работ можно рассчитать так: $750000/24*124=3875000$ рублей.

Итого стоимость работы буровой установки без учета заработной платы составит: $3875000-775620=3099380$ рублей.

Итого стоимость работы буровой установки без учета заработной платы составит: $3875000-775620=3099380$ рублей.

3.3.2 Затраты на закупку оборудования

Для расчета возьмем подвеску хвостовика ПХН отечественного производителя ОАО «Тяжпрессмаш» и пакер-подвеску BlackCat-HU зарубежного производителя Weatherford.

Стоимость рассматриваемого оборудования и сопутствующих услуг приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Стоимость оборудования и сопутствующего инженерного сопровождения

Вид услуги\стоимость, тыс. руб.	ОАО «ТПМ»	Weatherford
Подвеска хвостовика	423.5	2167
Комплект технологической оснастки	242	577,8
Инженерное сопровождение работ	121	250

Затраты на приобретение оборудования и инженерного сопровождения являются разовыми для одной скважины.

Обсадная труба является давальческим материалом.

Единовременные капитальные затраты на закупку оборудования:

Стоимость комплекта оборудования отечественного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет: $(423500 + 242000 + 121000) * 1,18 = 928070$ руб. за один хвостовик.

Стоимость комплекта оборудования зарубежного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет: $(2167000 + 577800 + 250000) * 1,18 = 3533864$ руб. за один хвостовик.

Итого капитальные затраты составят без учета амортизации составят:

- Для отечественного оборудования: $3099380+928070=4027450$ рублей
- Для импортного оборудования: $3099380+3533864=6633244$ рублей

3.4 Формирование бюджетного фонда

3.4.1 Расчет амортизации

Норма амортизационных отчислений для буровых установок – 14,3%.

Амортизация для отечественного оборудования
 $=0,143 * \text{кап.затраты} = 0,143 * 4027450 = 575925$ рублей.

Амортизация для импортного оборудования $=0,143 * \text{кап.затраты}$
 $=0,143 * 6633244 = 948554$ рублей.

3.4.2 Расчет заработной платы

Средняя ставка рабочего за час работы 417 рублей. Работы ведутся посменно по 12 часов. Заработная плата одного работника за весь процесс крепления хвостовика составит: $417 * 62 = 25854$ рублей. В процессе крепления хвостовика задействовано порядка 40 человек. Итого на заработную плату всем сотрудникам потребуется $25854 * 40 = 775620$ рублей.

3.4.3 Отчисления в государственные внебюджетные фонды

Данная статья расходов отражает обязательные отчисления по установленным законодательством РФ нормам в Фонд социального страхования (ФСС), Пенсионный фонд России (ПФР) и Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

На основании пункта 1.1. ст. 284 Налогового кодекса РФ ставка – 30%.

Сумма отчислений = $0,30 * \text{заработная плата} = 0,30 * 775620 = 232686$ рублей.

3.4.4. Прочие затраты

Величина накладных затрат обуславливается расходами, не попавшими в предыдущие статьи расходов:

ПЗ для отечественного оборудования = сумма расходов*0,15=5611681*0,15=841752 рублей

ПЗ для импортного оборудования = сумма расходов*0,15=8590104*0,15=1288515 рублей

Таблица 14 – Итоговая таблица бюджетного фонда

п.п.	Статья расходов	Отечественное оборудование	Импортное оборудование
1	Амортизация	575925р.	948554р.
2	Заработная плата	775620р.	775620р.
3	Отчисления в государственные внебюджетные фонды	232686р.	232686р.
4	Капитальные затраты	4027450р.	6633244р.
5	Прочие затраты	841752р.	1288515р.
	Итого	6453433р.	9878620р.

3.5 Оценка экономического эффекта

Для оценки экономического эффекта необходимо сравнить стоимость крепления скважины хвостовиком при использовании отечественного оборудования и зарубежного.

Для наглядного сравнения стоимости крепления скважины с использованием оборудования российского и зарубежного производства можно посчитать стоимость работ с учетом вероятности безотказной работы оборудования.

Для отечественных компаний – 95%.

Для зарубежных компаний – 99%.

Получается, что при разнице в вероятности безотказной работы около 4%, стоимость оборудования и сопутствующих услуг зарубежной компании выше на 75%.

Общая стоимость использования отечественного оборудования:
6453433 рублей.

Общая стоимость использования зарубежного оборудования:
9878620 рублей.

Тогда, на 100 операций по креплению скважины хвостовиком с использованием отечественного оборудования будет приходиться 5 аварийных случаев и как следствие, повторения операции.

$$C1 = 6453433 * 105 = 677\ 610\ 465 \text{ рублей.}$$

$$C2 = 9878620 * 101 = 997\ 740\ 620 \text{ рублей.}$$

где C1 и C2 – стоимость работ за 100 операций с учетом вероятности отказа оборудования отечественного и зарубежного производителя соответственно.

$$\text{Э} = (1 - C1/C2) * 100\% = 32\%.$$

где Э – экономический эффект от применения оборудования отечественного производства.

Экономический расчет показал, что применение оборудования и сопутствующих сервисных услуг отечественных производителей позволит снизить затраты на проведение работ по креплению скважин хвостовиком на 32%. Следовательно, применение подвесных устройств хвостовиков российского производства для крепления наклонно-направленных скважин является экономически эффективным и целесообразным.

Отечественными производителями и поставщиками подземного оборудования для установки хвостовиков являются крупные промышленные заводы, имеющие свои научно-исследовательские и инженерно-конструкторные подразделения.

Сортамент предлагаемого оборудования российского производства имеет обширное количество наименований, однако, все же, значительно уступает зарубежным аналогам как в количестве, так и в качестве.

Основной причиной такого явления является слабая поддержка государства в плане финансирования и налоговой политики, а также недостаточное финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ самими компаниями-производителями.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

Возможные пользователи разрабатываемого проекта – сервисные буровые компании, сфера деятельности которых направлено на строительство скважин, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин. А именно в безаварийной установке хвостовиков в наклонно-направленных нефтяных и газовых скважинах.

В настоящее время разработано и используется на практике множество типов подвесных устройств хвостовиков, что обусловлено различными геолого–техническими условиями заканчивания скважин хвостовиками.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

4.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Продолжительность рабочего времени не должна превышать 40 часов в неделю. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней.

Организация выплачивает заработную плату работнику. Минимальный размер оплаты труда устанавливается одновременно на всей территории Российской Федерации федеральным законом и не может быть ниже величины прожиточного минимума трудоспособного населения. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137.[22]

4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. При организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Работа над выпускной квалификационной работой выполнялась в рабочем кабинете, оснащённом персональными электронно-вычислительными машинами (ПЭВМ). Рабочее место находится на втором этаже здания и представляет собой комнату длиной – 5 м., шириной – 4 м. и высотой – 3 м. Естественное освещение кабинета осуществляется посредством одного окна размерами 1,7 м х 1,5 м. Дверь – деревянная, одностворчатая, белого цвета. Высота двери – 2 м., ширина – 1 м. Стены комнаты окрашены водоэмульсионной краской зелёного цвета. Потолок побелен. Пол покрыт линолеумом. Площадь кабинета составляет 20 м² объем – 60м³.

Помещение оборудовано на одно рабочее место, где установлен 1 персональный компьютер с двумя ЖК мониторами. Требования, которые определены к минимальной площади и объему на одно рабочее место – при периметральном расположении площадь одного рабочего места должна быть не менее 4,0 м² – для данного помещения выполняются [28].

4.2 Профессиональная социальная безопасность

Охрана труда занимает особое место как мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 15 представлены опасные и вредные факторы на этапе разработки центраторов обсадной колонны и при эксплуатации разработанного решения.

Таблица 15 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы по Гост 12.0.003-74	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные				1 ГОСТ 12.0.002-80 [6]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [7]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [8]. 4 СНиП 2.04.05-91 [9]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [11]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [12]. 7 СНиП 23-05-95 [13]. 8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [14]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [15]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [16]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [17]. 12 РД 34.21.122-87 [18].
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	-	-	+	
2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	+	+	+	
3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.	+	+	+	
4. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.	-	+	+	
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	+	
Опасные				
1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; обрушивающиеся горные породы.	-	+	+	
2. Повышенное значение напряжений в электрической цепи	+	+	+	
3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.	-	-	+	
4. Пожаро-взрывоопасность	+	+	+	

4.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Для данной рабочей зоны необходимо проанализировать вредные и опасные факторы. К вредным факторам относятся: микроклимат, шум, электромагнитные поля, освещение. К опасным факторам рабочей зоны относятся: опасность пожара, опасность поражения электрическим током.

4.2.1.1 Вредные факторы

Микроклимат

Микроклимат является важной характеристикой офисных помещений. К параметрам микроклимата относятся: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха. Согласно требованиям, оптимальные параметры микроклимата в офисных помещениях приведены в таблице 16[28].

Таблица 16 – Оптимальные значения характеристик микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	23-25	22-26	40-60	0,1

Для создания благоприятных условий труда предусмотрены следующие средства: центральное отопление, вентиляция (искусственная и естественная), искусственное кондиционирование.

Шум

Одной из важных характеристик офисных помещений является уровень шума. Основными источниками шума в помещении являются: система охлаждения центральных процессоров, жесткие диски, шум с улицы.

Повышенный уровень шума неблагоприятно воздействует на организм человека в целом, так и на нервную систему и органы слуха в частности, что ведет к падению производительности труда и может привести к развитию заболеваний нервной системы и снижению слуха.

Допустимые уровни звукового давления в помещениях для персонала, осуществляющего эксплуатацию ЭВМ при разных значениях частот, приведены в таблице 16 [28].

Таблица 16 – Допустимые уровни звука на рабочем месте

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентного звука, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Конструкторские бюро, программисты, лаборатории	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для снижения уровня шума, производимого персональными компьютерами, рекомендуется регулярно проводить их техническое обслуживание. Для снижения уровня шума с улицы рекомендуется установка герметичных стеклопакетов, а также посадка зеленых насаждений на прилегающей территории.

Электромагнитные поля

Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряженностей электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемого тела.

При воздействии полей, имеющих напряженность выше предельно допустимого уровня, развиваются нарушения со стороны нервной, сердечнососудистой систем, органов пищеварения и некоторых биологических показателей крови.

Работа проводилась на современном компьютере, где значения электромагнитного излучения малы и отвечают требованиям, которые приведены в таблице 4 [28].

Таблица 17 – Допустимые уровни электромагнитных полей

Наименования параметров	Допустимые значения
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см. вокруг ВДТ по электрической составляющей должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц	25 В/м 2,5 В/м
Плотность магнитного потока должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц Напряженность электростатического поля:	250 нТл 25 нТл 15 кВ/м

Освещение

При неудовлетворительном освещении снижается производительность труда и увеличивается количество допускаемых при работе ошибок.

В офисном помещении сочетаются естественное освещение (через окна) и искусственное освещение (использование ламп при недостатке естественного освещения).

Разряд зрительных работ программиста относится к разряду III подразряду г (высокой точности), параметры искусственного освещения указаны в таблице 18[28].

Таблица 18 – Нормативные значения освещенности

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещенность, лк		
						При системе комбинированного освещения		При системе общего освещения
						всего	В том числе от общего	
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	III	г	Средней и большой	Светлый И средний	400	200	200

4.2.1.1 Опасные факторы

Опасность возникновения пожара

В помещениях с ПЭВМ повышен риск возникновения пожара. Неисправность электрооборудования, освещения, неправильная их эксплуатация, наличие статического электричества неудовлетворительный надзор за пожарными устройствами и производственным оборудованием может послужить причиной пожара.

Для профилактики пожара должны обеспечиваться регулярные проверки пожарной сигнализации, первичных средств пожаротушения; проводиться инструктаж и тренировки по действиям в случае пожара; не загромождаться и не блокироваться эвакуационные выходы; выполняться требования правил технической эксплуатации и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок; во всех служебных помещениях должен быть установлен «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. [29].

Опасность поражения электрическим током

В связи с наличием электрооборудования для данного офисного помещения характерным является возможность поражения электрическим током. Для снижения данного риска необходимо соблюдать нормы электробезопасности.

Помещение, где расположены персональные вычислительные машины, относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствуют следующие факторы [28]: сырость, токопроводящая пыль, токопроводящие полы, высокая температура; возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землёй металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам и механизмам и металлическим корпусам электрооборудования.

4.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования

Эксплуатация объекта исследования будет производиться при креплении нефтяных и газовых скважин.

4.2.2.1 Вредные факторы

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций [26].

Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" [8]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" [9].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [23].

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов

для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмораживание конечностей и открытых частей тела. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [26]. Согласно им, вся зимняя специальная одежда делится на четыре класса защиты, каждый из которых используется в определенном климатическом поясе. Климатические зоны различаются по температуре воздуха, влажности и скорости ветра.

Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Предоставляемая зимняя одежда должна соответствовать ГОСТ Р 12.4.218-99 [27]. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации могут являться вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0\div 28$ мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [11].

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой могут быть работающие насосы, вибросита, необходимые для очистки бурового раствора. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [12]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [13]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [14].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

4.2.2.2 Опасные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности и неправильное выполнение технологических операций. Поэтому для недопущения их появления травм необходимо выполнять следующее:

- Проводить первичный инструктаж при приеме на работу и ежедневные инструктажи о проводимых работах.
- Вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются:

- своевременный осмотр технического оборудования, изоляции;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий:

- работы, проводимые на высоте, должны, проводится с применением страховочного троса;

- в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [14] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Пожара-взрывоопасность

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [16].

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый

пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный – 2 шт.; лопата – 2 шт.; багор – 2 шт.; топор – 2 шт.; ведро – 2 шт.; ящик с песком – 1 шт.; кашма 2×2 м – 1 шт.; бочка с водой 200 л – 1 шт.

4.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды является по-настоящему важным и значимым процессом. Именно поэтому этим вопросам уделяют достаточно много времени и внимания. Охраной окружающей среды называется комплекс мер, направленных на предупреждение отрицательного влияния человеческой деятельности на природу, обеспечение благоприятных и безопасных условий жизнедеятельности человека.

4.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду и обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Влияние на атмосферу

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники необходимые для транспортировки разрабатываемого объекта на место использования.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух. Регламентирование охраны атмосферы от загрязнений расписано в ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения [19].

Влияние на гидросферу

В процессе бурения и крепления скважин происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды, тампонажные растворы), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.
- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).
- Контроль за герметичностью амбара.
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты.
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо.

Регламентирование охраны гидросферы от загрязнений расписано в ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения [20].

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар, тампонажные и буферные жидкости; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо:

- Сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях.

- После сооружения всех скважин на кустовой площадке необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.

- Необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

Регламентирование охраны почвы расписано в ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения [21].

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время проведения работ по креплению скважин возможно, как чрезвычайные ситуации, которые могут происходить в любом месте (к таковым можно отнести стихийные бедствия – сильный ветер, лесные пожары, землетрясения и пр.), также и специфичные чрезвычайные ситуации.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Проявление это самопроизвольный излив бурового раствора или пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) различной интенсивности (переливы, выбросы, фонтаны) через устье скважины, по кольцевому пространству, колонне бурильных труб, межколонному пространству, заколонному пространству и за пределами устья скважины (грифоны), не предусмотренный технологией работ при бурении, освоении или ремонте скважин.

Основная причина газонефтеводопроявлений (ГНВП) – превышение пластового давления над давлением в скважине.

Основные мероприятия по предупреждению ГНВП сводятся к следующим:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка в КНБК клапана – отсекателя, а под ведущей трубой шарового крана;
- наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины;
- контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях);
- при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в геолого-техническом наряде;

Заключение

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности. На основе выявленных вредных и опасных факторов на этапе разработки проектного решения и этапе его эксплуатации разработаны мероприятия по уменьшению воздействия этих факторов. Рассмотренные вопросы и разработанные решения помогут в дальнейшем вести профессиональную деятельность основываясь на них.

Заключение

С развитием технологий в сфере бурения скважин появилась тенденция к увеличению средних глубин бурения и усложнению пространственных профилей скважин, что в свою очередь вызвало ряд новых проблем при бурении и заканчивании скважин. Одной из таких проблем является высокая аварийность при заканчивании скважин хвостовиком.

В данной работе представлены результаты комплексного анализа оборудования, техники и технологий, используемых при установке хвостовиков в наклонно-направленных нефтяных и газовых скважинах.

Представлен обзор и анализ конструкций и принципов действия подвесных устройств хвостовиков, основных способов установки хвостовиков.

Проведен обзор основных отечественных и зарубежных компаний, занимающихся производством и поставкой технологической оснастки для обсадных колонн и подвесных устройств хвостовиков.

Разработана классификация подвесных устройств хвостовиков по различным классификационным признакам.

Проведен обзор и анализ основных трудностей, возникающих при установке хвостовиков различного типа.

Сформулированы рекомендации по выбору типа подвесных устройств хвостовика в различных геолого-технических условиях.

Объектом исследования является процесс установки хвостовиков.

Результаты работы имеют практическую ценность при планировании процессов и работе по спуску и креплению хвостовиков.

Список использованных источников

1. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1988. - 359с.
2. Абрамов Г. С., Барычев А. В., Камнев Ю. М., Опыт эксплуатации и перспективы развития забойных инклинометрических систем с электромагнитным каналом связи. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности», №1-2, 2001.
3. Гречин Е.Г. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин: учебное пособие / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников. - Тюмень: Издательско-полиграфический центр «Экспресс». - 2010. - 210 с.
4. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. - М.: «ВНИИОЭНГ», 2000. - 351 с.
5. Михарев В.В. Строительство кустовых направленных скважин: Монография / В.В. Михарев, В.Ф. Буслаев, Н.М. Уляшева, Ю.Л. Логачев. - Ухта: «Региональный Дом печати», 2004. - 228 с.
6. Близнюков В.Ю. Основные направления развития технологии бурения в период до 2010 года // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2002. - № 1. - С. 3 - 6.
7. ОАО «Тяжпрессмаш» [Электронный ресурс] / ПРОДУКЦИЯ \ Скважинное оборудование для оснащения газо- и нефтедобывающих скважин и их консервации. – Электрон. дан. – М.: Рос. гос. б-ка, 2007. URL: <http://www.tkpo.ryazan.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.
8. ООО «НТЦ ЗЭРС» [Электронный ресурс] / КАТАЛОГ \ Подвески хвостовиков, оснастка. – Электрон. дан. – М.: Рос. гос. б-ка, 2010. URL: <http://www.zers.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.

9. Weatherford International Ltd. [Электронный ресурс] / Системы подвесок хвостовиков. – Электрон. дан. – М.: Рос. гос. б-ка, 2010-2016. URL: <http://www.weatherford.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.
10. BakerHughes [Электронный ресурс] / Liner Hanger systems. – Электрон. дан. – М.: Рос. гос. б-ка, 2015. URL: <http://www.bakerhughes.com/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. англ.
11. Патентный поиск FindPatent [Электронный ресурс] / Строительство, горное дело: устройства для подвешивания хвостовика. – Электрон. дан. – М.: Рос. гос. б-ка, 2012-2016. URL: <http://www.findpatent.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.
12. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. - 670с.
13. Булатов А.И. Освоение скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 1999. - 472с.
14. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 333с.
15. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. - 279с.
16. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2-й выпуск 2014 год, 2014. – 82с.
17. Муфид-Заде, Рофет Гамид оглы. Исследование сил сопротивления и разработка методов их снижения с целью доведения обсадных колонн до проектных глубин. – 1984. – с. 56 – 102.
18. Барский И.Л. Продольный изгиб бурильной колонны и выбор траектории бурения горизонтального ствола / И.Л. Барский, А.С. Повалихин, В.Г. Глушич, А.В. Козлов // Бурение. - 2001. - № 6. - С. 14 – 17.
19. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М: ОАО «Газпром», ОАО НПО «Бурение», 2010.
20. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.

- 21.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 22.Крепша Н.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. – Томск: Изд. ТПУ, 2016. – 23 с.
- 23.ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.
- 24.ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
- 25.ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
- 26.ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
- 27.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 28.ГОСТ 12.1.038-82.Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
- 29.ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
- 30.РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».
- 31.Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».– 28с.
- 32.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
- 33.ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.
- 34.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

Приложение А

Раздел 5

Main foreign companies producing liner hangers

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Александров Павел Дмитриевич		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		

Main foreign companies producing liner hangers

В связи с научной новизной полученных результатов исследований текст данной главы отсутствует.