

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



Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно направленной скважины глубиной 2680 метров на Катильгинском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.323:622.243.23(24:181m2680)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Моисеев Павел Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б2С2	Моисеев Павел Валерьевич

Тема работы:

Технологические решения на строительство эксплуатационной наклонно направленной скважины глубиной 2680 метров на Катильгинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
--	--

<p>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 результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>		
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>		
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>		
Раздел	Консультант	
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>		

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Моисеев Павел Валерьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Моисеев Павел Валерьевич

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» / «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	...
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	...
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	...

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	...
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	...
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	...
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	...

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>«Портрет» потребителя результатов НТИ</i>
2. <i>Сегментирование рынка</i>
3. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
4. <i>Диаграмма FAST</i>
5. <i>Матрица SWOT</i>
6. <i>График проведения и бюджет НТИ</i>
7. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>
8. <i>Потенциальные риски</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Моисеев Павел Валерьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Моисеев Павел Валерьевич

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» / «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	
2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); 	

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Моисеев Павел Валерьевич		

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



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Уровень образования: бакалавриат
 Кафедра бурения скважин
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года
 Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...
...

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит _____ с., _____ рис., _____ табл., _____ литературных источников, _____ прил.

Ключевые слова: амбарное, безамбарное бурение, блок очистки, вибросито, пескочиститель, центрифуга, буровой раствор

Объектом исследования является (ются) безамбарное бурение

Цель работы – рассмотреть амбарное и безамбарное бурение, сравнить, описать преимущества

В процессе исследования проводились разбор и исследование процесса бурения по безамбарной и амбарной технологии

В результате исследования были выявлены преимущества использования безамбарной технологии

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: _____

Степень внедрения: распространено и используется на месторождениях

Область применения: промывка скважин в процессе бурения

Экономическая эффективность/значимость работы применение современного очистного оборудования увеличивает скорость бурения, сокращает расходы на регулирование свойств буровых растворов

В будущем планируется повсеместное применение современного оборудования очистки бурового раствора

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.
- скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 1.5 – 2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.
2. ГОСТ 2.104 – 2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
3. ГОСТ 2.105 – 95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
4. ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы.
5. ГОСТ 2.301 – 68 Единая система конструкторской документации. Форматы.
6. ГОСТ 2.316 – 2008 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц.
7. ГОСТ 2.702 – 2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем.
8. ГОСТ 2.709 – 89 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.
9. ГОСТ 2.721 – 74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.
10. ГОСТ 3.1102 – 2011 Единая система технологической документации. Стадии разработки и виды документов.
11. ГОСТ 3.1105 – 2011 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов общего назначения.
12. ГОСТ 3.1404 – 86 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов на технологические процессы и операции обработки резанием.
13. ГОСТ 3.1407 – 86 Единая система технологической документации. Формы и требования к заполнению и оформлению документов на технологические процессы (операции), специализированные по методам сборки.
14. ГОСТ 7.0.5 – 2008 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка.
15. ГОСТ 7.1 – 2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание.
16. ГОСТ 7.9 – 95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация.
17. ГОСТ 7.11 – 2004 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на иностранных языках.
18. ГОСТ 7.0.12 – 2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Сокращения русских слов и словосочетаний в библиографическом описании произведений печати.

19. ГОСТ 7.32 – 2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчёт о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.
20. ГОСТ 8.417 – 2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин.
21. ГОСТ 19.101 – 77 Единая система программной документации. Виды программ и программных документов.
22. ГОСТ 19.106 – 78 Единая система программной документации. Требования к программным документам, выполненным печатным способом.
23. ГОСТ 19.401 – 78 Единая система программной документации. Текст программы. Требования к содержанию и оформлению.
24. ГОСТ 19.402 – 78 Единая система программной документации. Описание программы.
25. ГОСТ 19.404 – 79 Единая система программной документации. Пояснительная записка.
26. ГОСТ 19.502 – 78 Единая система программной документации. Описание применения. Требования к содержанию и оформлению.
27. ГОСТ 19.701 – 90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения.
28. ГОСТ 24.301 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к текстовым документам.
29. ГОСТ 24.302 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.
30. ГОСТ 24.303 – 80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.
31. ГОСТ 28388 – 89 Система обработки информации. Документы на магнитных носителях данных. Порядок выполнения и обращения.

Оглавление

Оглавление	12
Введение	14
1 Общая и геологическая часть	15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ	15
1.2 Геологические условия бурения.....	17
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	23
1.4 Зоны возможных осложнений	24
1.5 Исследовательские работы.....	27
2 Технологическая часть	29
2.1 Обоснование и расчёт профиля скважины.....	29
2.2 Обоснование конструкции скважины	30
<i>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....</i>	<i>30</i>
<i>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</i>	<i>32</i>
<i>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....</i>	<i>32</i>
<i>2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....</i>	<i>33</i>
<i>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</i>	<i>33</i>
<i>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</i>	<i>34</i>
2.3 Углубление скважины	35
<i>2.3.1 Выбор способа бурения</i>	<i>35</i>
<i>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....</i>	<i>35</i>
<i>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</i>	<i>36</i>
<i>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</i>	<i>36</i>
<i>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</i>	<i>37</i>
<i>2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны</i>	<i>37</i>
<i>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости.....</i>	<i>39</i>
<i>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</i>	<i>41</i>
<i>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе кернa.....</i>	<i>42</i>
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	43
<i>2.4.1 Расчет обсадных колонн</i>	<i>43</i>
<i>2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений</i>	<i>43</i>
<i>2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....</i>	<i>44</i>
<i>2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине</i>	<i>44</i>
<i>2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....</i>	<i>45</i>
<i>2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн</i>	<i>45</i>
<i>2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости</i>	<i>45</i>
<i>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</i>	<i>46</i>
<i>2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.....</i>	<i>46</i>

2.4.2.4.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	47
2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	47
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	48
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	49
2.5	Выбор буровой установки.....	49
	Безамбарное бурение, описание процесса и его сравнение с амбарным бурением.....	50
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	63
	Структура и организационные формы работы филиала ЗАО «ССК»	63
	Организационно-экономическая часть	64
	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	64
	Составление нормативной карты	65
	Расчет сметной стоимости сооружения скважины	70
	Социальная ответственность при работе с очистным оборудованием	72
	Производственная безопасность	72
	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	72
	Экологическая безопасность	74
	Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению	74
	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать очистное оборудование	78
	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	78
	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
	Специальные правовые нормы трудового законодательства	79
	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	80
	Заключение.....	82
	Список использованных источников	83
	Оптический диск с электронной версией ВКР	

Введение

Актуальной задачей сегодня является охрана природы, направленной на сохранение лесов, чистоты озер и рек, охрану редких исчезающих животных и птиц, обеспечение воспроизводства флоры и фауны. Сооружение скважин характеризуется рядом специфических особенностей, которые и определяют характер и объемы техногенных нарушений и загрязнения объектов окружающей природной среды. Шламовые амбары являются постоянным источником загрязнения объектов окружающей среды в течение всего цикла строительства скважин и после завершения всех работ, так как значительная их часть своевременно не ликвидируется.

С целью уменьшения загрязнения окружающей среды нефтегазодобывающими компаниями ведутся новые разработки и внедряются природосберегающие технологии. Одной из таких технологий является безамбарное бурение, позволяющее значительно снизить объемы производственных отходов.

Технология безамбарного бурения позволяет проводить очистку загрязненной промывочной жидкости поступающей из скважины на специальных установках без использования амбаров и отстойников.

Применение современного оборудования для очистки бурового раствора на проектируемой скважине Катильгинского месторождения позволит значительно увеличить скорость бурения, сократить расходы на регулирование свойств бурового раствора, уменьшить вероятность осложнений при бурении и позволит удовлетворить требования защиты окружающей среды.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ

При составлении общей и геологической части были использованы промысловые отчетные материалы, а также руководящие, инструктивные и методические документы [1].

Общие сведения краткого описания места проведения работ и экономическая характеристика района строительства и пути сообщения приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Катыльгинское месторождение
Характер рельефа	Равнинный, слабовсхолмленный
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-1,0 +36 -51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	260
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Зимой – Ю; летом – СЗ
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 21
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	подъездные грунтовые дороги автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Стрежевой (≈200 км) Мыльджино (≈38 км) Средний Васюган (≈31 км)

На рисунке 1 представлена обзорная карта района работ – Каргасокского района Томской области из Google Maps и указано примерное расположение Катыльгинского месторождения.

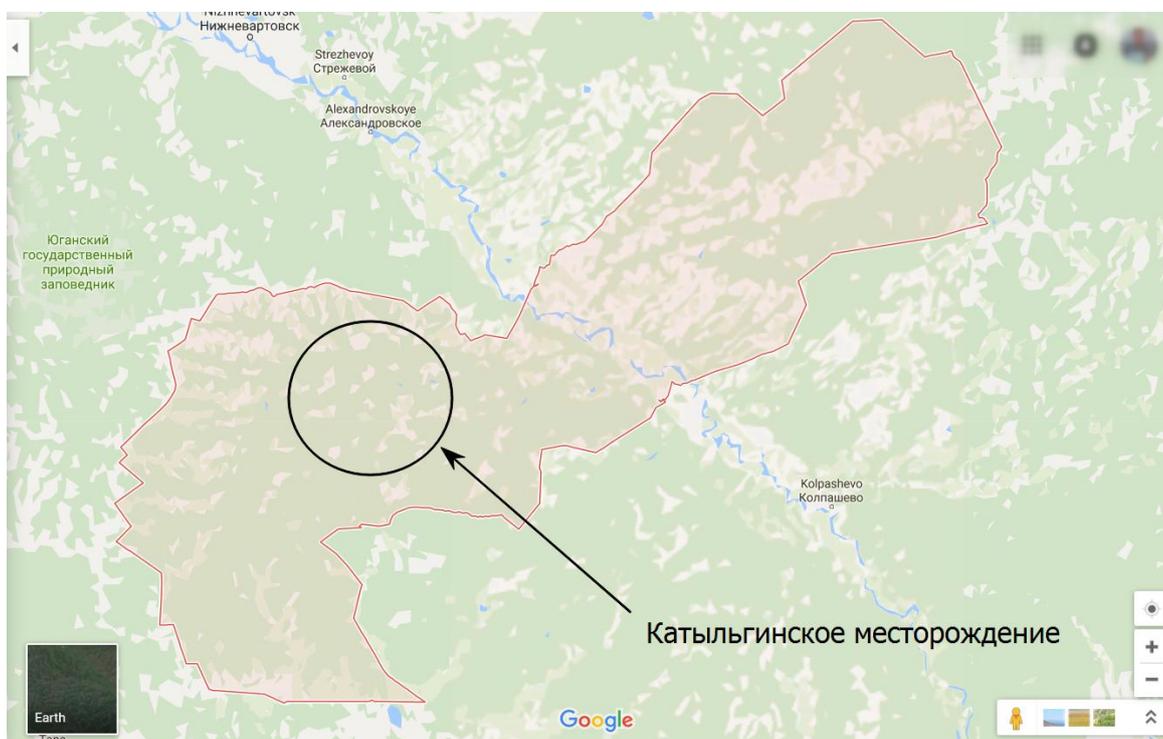


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Информация о стратиграфическом разрезе месторождения приводится в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернзности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	30	30	четвертичные отложения	Q	1,3	0
30	245	215	некрасовская свита	N-P ₃ ^{nk}	1,3	0
245	370	125	чеганская свита	P ₂ ^{cg}	1,3	0
370	540	170	люлинворская свита	P ₂ ^{ll}	1,2	0
540	595	55	талицкая свита	P ₁ ^{tl}	1,3	0
595	740	145	ганькинская свита	K ₂ ^{gn}	1,5	0
740	845	105	березовская свита	K ₂ ^{br}	1,5	0
845	875	30	кузнецовская свита	K ₂ ^{kz}	1,6	0
875	1620	745	покурская свита	K ₁₋₂ ^{pk}	1,3	0
1620	1670	50	алымская свита	K ₁ ^{alm}	1,3	0
1670	2070	400	киялинская свита	K ₁ ^{kls}	1,4	0
2070	2170	100	тарская свита	K ₁ ^{tr}	1,6	0
2170	2465	295	куломзинская свита	K ₁ ^{klm}	1,2	0
2465	2528	63	баженовская свита	J ₃ ^{bz}	1,2	0
2528	2603	77	васюганская свита	J ₃ ^{vs}	1,2	0

В таблице 4 представлен литологический состав горных пород, в таблице 5 представлены их физико-механические свойства, а также термобарические условия (градиенты давлений и температур по разрезу) бурения в таблице 6.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	30	пески	40
			суглинки	40
			глины	10
			супеси	10
N-P ₃ ^{nk}	30	245	пески	70
			глины	30
P ₂ ^{cg}	245	370	глины	70
			алевролиты	15
			пески	15
P ₂ ^{ll}	370	540	глины	90
			пески	5
			алевролиты	5
P ₁ ^{tl}	540	595	глины	90
			алеврнты	5
			пески	5
K ₂ ^{gn}	595	740	глины	80
			мергели	10
			пески	5
			алеврнты	5
K ₂ ^{br}	740	845	глины	90
			алеврнты	5
			пески	5
K ₂ ^{kz}	845	875	глины	100

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
K_{1-2}^{pk}	875	1620	алевролиты	40
			глины	30
			песчаники	30
K_1^{alm}	1620	1670	песчаники	30
			аргиллиты	30
			глины	20
			алевролиты	20
K_1^{kls}	1670	2070	алевролиты	50
			аргиллиты	25
			песчаники	25
K_1^{tr}	2070	2170	песчаники	70
			аргиллиты	15
			алевролиты	15
K_1^{klm}	2170	2465	песчанки	50
			аргиллиты	30
			алеврнты	10
			алевролиты	10
J_3^{bz}	2465	2528	аргиллиты	100
J_3^{vs}	2528	2603	песчаники	100
			глины	50
			алевролиты	25
			аргиллиты	20
			угли	10

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноват ость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	супеси	2	10	-	40	-	II	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	4		мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	10	II	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	4	II	мягкая
N-P ₃ ^{nk}	30	245	глины	2,4	20	0	100	4	II	мягкая
			пески	2,1	30	2500	20	10		мягкая
P ₂ ^{cg}	245	370	глины	2,4	20	0	100	4	II-III	мягкая
			алевролиты	2	15	5	50	6		мягкая
			пески	2,2	25	1500	50	10		мягкая
P ₂ ^{ll}	370	540	алевролиты	2,2	15	5	50	6	II-III	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	4		мягкая
			пески	2,1	30	2500	5	10		мягкая
P ₁ ^{ll}	540	595	глины	2,4	20	0	100	4	II-III	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	10		мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	10		мягкая
K ₂ ^{gn}	595	740	мергели	2,2	15	5	20	6	II-V	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	10		мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	10		мягкая
			глины	2,4	20	0	100	4		мягкая
K ₂ ^{br}	740	845	глины	2,4	20	0	100	4	II-III	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	10		мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	10		мягкая

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K_2^{kz}	845	875	глины	2,4	20	0	100	0,4	II	мягкая
K_{1-2}^{pk}	875	1620	песчаники	2,2	25	250	20	10	II-III	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	4		мягкая
			алевролиты	2,3	20	7	20	10		мягкая
K_1^{alm}	1620	1670	глины	2,3	10	0	100	6	II-IV	средняя
			алевролиты	2,3	15	3	20	10		средняя
			аргиллиты	2,3	5	0	90	4		средняя
			песчаники	2,2	15	15	15	10		средняя
K_1^{kls}	1670	2070	аргиллиты	2,3	5	6	90	4	II-IV	средняя
			алевролиты	2,3	10	13	17	4		средняя
			песчаники	2,2	23	13	15	10		средняя
K_1^{ir}	2070	2170	песчаники	2,3	19	20-50	20	X	IV	средняя
K_1^{klm}	2170	2465	аргиллиты	2,4	5	0	95	IV	IV-V	средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	X	III-IV	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	X	IV-V	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	VI	IV-VI	средняя
J_3^{bz}	2465	2528	аргиллиты	2,4	5	1	100	6	IV-VI	средняя
J_3^{vs}	2528	2603	песчаники	2,4	16	9,7	20	10	II-V	средняя
			глины	2,4	5	0	100	4		средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	6		средняя
			алевролиты	2,4	5	0	40	4		средняя
			угли	1,2	0	0	0	5		мягкая

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидро разрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	0	0,100	0	0,100	0,000	0,200	0,00	0,20	5
N-P ₃ ^{nk}	30	245	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	7
P ₂ ^{cg}	245	370	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	15
P ₂ ^{ll}	370	540	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,21	35
P ₁ ^{tl}	540	595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,21	38
K ₂ ^{gn}	595	740	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	41
K ₂ ^{br}	740	845	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	41
K ₂ ^{kz}	845	875	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	44
K ₁₋₂ ^{pk}	875	1620	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	65
K ₁ ^{alm}	1620	1670	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,23	0,23	68
K ₁ ^{cls}	1660	2210	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,23	0,23	80
K ₁ ^{tr}	2070	2170	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,24	0,24	83
K ₁ ^{klm}	2170	2465	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,24	0,24	92
J ₃ ^{bz}	2465	2528	0,098	0,098	0,098	0,098	0,170	0,170	0,24	0,24	94
J ₃ ^{vs}	2528	2603	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,24	0,24	95

По анализу приведенной информации делаем выводы об особенностях геологических условий бурения и оцениваем возможное влияние их на выбор технологии и оборудования для ведения работ. Из анализа приведенных данных следует, что для геологического разреза характерны многочисленные интервалы, представленные породами II-IV категории по

буримости. Эти, а также другие особенности геологического разреза позволяют считать наиболее обоснованным выбор комбинированного способа бурения при проектировании скважины – турбинно-роторного.

Забойные температуры до 95°C (умеренные), поэтому этот параметр не учитывается при выборе способа цементирования. Отсутствуют такие осложнения как «шоколадные глины» или многолетнемерзлые породы, которые могли бы повлиять на технологию строительства скважины. По информации о градиентах пластового давления и давления гидроразрыва, можно сделать вывод, что интервалов с несовместимыми условиями бурения нет.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Дается характеристика газонефтеводоносных объектов разреза: стратиграфическая принадлежность; мощность и фильтрационно-емкостные характеристики пластов; тип коллектора; дебит, плотность флюида, газовый фактор; химический состав и характеристики для пластовых вод. Эти данные представлены в виде таблиц 7 – 9.

Таблица 7 – Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Максимальный дебит газа, тыс. м ³ /сут. средний выход конденсата, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Относительная по воздуху плотность газа	Пластовая температура, °С
	от (верх)	до (низ)					
Вскрытие газоносных и газоконденсатных пластов в проектной скважине не ожидается							

Таблица 8 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
J ₃ ^{vs} (Ю ₁ ¹⁺²)	2528	2553	поровый	759	34,1	55	-

Таблица 9 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Химический состав (воды), % экв.						Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ⁴⁻⁻⁴	HCO ⁻³	Na ⁺ (К)	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
Q - N-Р ₃ ^{nk}	0	245	поровый	1000	-	0-30	-	-	-	-	-	5		ГКН	да
K ₁₋₂ ^{pk}	875	1620	поровый	1003-1007	до 500	95,5-158	5000	0	0	3800	100	1100	7-10	ХЛК	нет
K ₁ ^{klm}	2170	2465	поровый	1007-1018	70-350	221-233,5	14964	6,5	101	7088	40	2281	12-27	ХЛК	нет
J ₃ ^{vs}	2528	2603	поровый	1024-1030	2-17	237-245	2276	-	275	12067	165	2164	19-30	ХЛК	нет

Разрез представлен 1 нефтеносным и 4 водоносными пластами. Скважина проектируется для нагнетания на пласт 2528-2553 м (нефтеносный), для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи на соседних добывающих скважинах с целью обеспечения коммерческой эффективности предприятия. Не смотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 280 м для эксплуатации водоносного горизонта 0-245 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

В таблице 10 приводятся данные о возможных осложнениях по разрезу скважины и их краткая характеристика.

Таблица 10 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Q	0	30	Размыв устья, потеря раствора под лежневку. Поглощения	Уменьшение объема раствора; Поддерживать условную вязкость до 55-60 сек (ГОСТ)
N-P ₃ ^{nk}	30	245	Размыв песков, поглощения, водопроявления	Уменьшение объема раствора, снижение плотности и реологии, повышение содержания твердой фазы и песка; Поддержание условной вязкости на уровне 55-60 сек (ГОСТ) для обеспечения эффективного транспорта шлама.
P ₂ ^{cg}	245	370	Высокие поглощения отфильтровывания в песчаниках	Увеличение структурно-реологических параметров, плотности, объема твердой фазы, МБТ; Начиная с Люлинворской свиты нижнее вязкости раствора до УВ 40-55 сек (ГОСТ), с контролем выноса шлама. Противосальниковая обработка раствора реагентом Бурфоб и Детергентом Н. Обеспечить максимально возможную производительность бурового насоса 58-60 л/с. При необходимости проводить очистку ствола путем прокачки пачек. Осуществить перед каждым наращиванием, расхаживание инструмента в полную длину квадрата, не менее трех раз с промывкой скважины.
P ₂ ^{ll}	370	540		
P ₁ ^{ll}	540	595		
K ₂ ^{gn}	595	740		
K ₂ ^{br}	740	845		
K ₂ ^{kz}	845	875	Высока вероятность сальникообразования	Увеличение реологических параметров и плотности; Разбавление раствора, снижение вязкости. Обработка БР с целью контроля водоотдачи
K ₁₋₂ ^{pk}	875	1620	Кавернообразование вследствие не достаточного забойного давления. Возможны поглощения отфильтровывания. Возможны водопроявления, в том числе углекислотных и карбонат-бикарбонатных вод.	Рост структурно-реологических параметров, плотности. Содержания твердой фазы, МБТ. Возможен рост водоотдачи, Падение значений pH, возможен рост жесткости; Исключить резкие колебания удельного веса, концентрация Инкадрил А 0,3-0,8 кг/м ³ . Контролировать pH. Выполнять мероприятия по улучшению эффективности очистки ствола скважины (промывки, прокачки пачек и др.). Осуществлять контроль показателя водоотдачи.

1	2	3	4	5
K_1^{alm}	1620	1670	Кавернообразование в результате осыпания стенок скважины, рост корки в результате поглощений, отфильтровывания. Поглощение бурового раствора. НГВП. Прихваты бурового инструмента. Кавернообразование. Сальникообразование.	Рост вязкости, плотности и количества твердой фазы без роста МБТ, уменьшение уровня раствора. Уменьшение объема в емкостях, отсутствие выхода бурового раствора на устье. Появление нефтяной пленки, увеличение или наоборот снижение структурно-реологических свойств, рост фильтрации. Проблемы при спуско-подъемных операциях; Исключить условия вызывающие колебания забойных давлений. После вскрытия песчаника провести прокачку кольматационной пачки с карбонатным кольматантом. Осуществлять контроль показателя водоотдачи, поддерживать водоотдачу на минимальном проектном уровне. Исключить превышение плотности над гидростатической более 20%. Не допускать снижение противодавления на пласт ниже гидростатического, не превышать проектной скорости подъема бур. инструмента.
K_1^{kls}	1670	2070		
K_1^{lr}	2070	2170		
K_1^{klm}	2170	2465		
J_3^{bz}	2465	2528		
J_3^{vs}	2528	2603		

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервале 875-2603 м прогнозируется высокая вероятность кавернообразования, поэтому необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы количество спускоподъемных операций снизить до минимума.

В интервалах 875-2603 м ожидаются интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

1.5 Исследовательские работы

В таблице 11 приводятся сведения о запланированных испытаниях и исследованиях в процессе бурения. В таблице 12 приводятся сведения о комплексе промыслово-геофизических исследований по интервалам бурения.

Таблица 11 – Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за долбление, м	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Данные работы на скважине не ведутся					

Таблица 12 – Комплекс промыслово-геофизических исследований

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5
1. Кондуктор				
1.1. В открытом стволе				
Стандартный каротаж зондом А2.0М0.5Ы, ПС	1:500*	830	30	830
Профилеметрия	1:500*	830	30	830
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:500*	830	30	830
Инклинометрия	Через 10 м	830	30	830
Геолого-технологические исследования	1:200	-	30	830
1.2. В обсаженном стволе				
Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	830	30	830
Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12)	1:500	830	30	830
ГК	1:500*	830	30	830
МЛМ	1:500	830	30	830
2. Эксплуатационная колонна				
2.1. В открытом стволе				
Стандартный каротаж зондом А2.0М0.5Ы, ПС,ИК	1:500*	1650	830	1650
	1:200	2050	1600	2050
		2603	2000	2603
Инклинометрия	Через 10 м	2603	830	2603

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
БКЗ (5 зондов)	1:200	2603	2000	2603
БК	1:500*	1650	830	1650
	1:200	2050	1600	2050
		2603	2000	2603
ВИКИЗ**	1:200	в интервалах БКЗ		
АКШ, резистивиметрия	1:500*	1650	830	1650
	1:200	2050	1600	2050
		2603	2000	2603
ГГК-П	1:500*	1650	830	1650
	1:200	2050	1600	2050
		2603	2000	2603
Профилеметрия	1:500*	1650	830	1650
	1:200*	2050	1600	2050
		2603	2000	2603
МБК+МКВ, МКЗ	1:200*	в интервалах БКЗ		
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:500*	1650	830	1650
	1:200	в интервалах БКЗ		
Гамма-спектрометрия (ГГК-С)	1:200*	в интервалах БКЗ		
Геологический модуль к (ГТИ)***	1:200*	-	830	1650
ЯМК	1:200*	в интервалах БКЗ		
2.2 В обсаженном стволе				
Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	830	0	830
	1:200	2603	830	2603
Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)	1:500	830	0	830
	1:200	2603	830	2603
Термометрия, барометрия	1:200*	2603	830	2603
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), МЛМ	1:500	830	0	830
	1:200	2603	830	2603
Инклинометрия	через 10 м	2603	0	2603
МЛМ (до и после перфорации)	1:200	2603	2000	2603

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчёт профиля скважины

Расчет профиля наклонно направленной скважины производился по методическому указанию к курсовому проекту и методике [2].

Согласно техническому заданию на выпускную квалификационную работу (курсовой проект) выбирается пятиинтервальный профиль скважины, который обеспечит попадание в заданную точку пласта (смещение – 512,02 м). Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств для направленного бурения и контроля проводки скважины, и обеспечит свободную вписываемость и проходимость компоновок низа буровой колонны.

Исходные данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные

Параметр	Обозначение	Значение
Глубина скважины, м	H	2603
Глубина первого вертикального участка, м	h_1	400
Глубина тангенциального участка в интервале пласта, м	h_5	400
Отход скважины, м	$A_{общ}$	512,2
Интенсивность искривления на участке набора ЗУ, град/м	i_1	0,1
Интенсивность искривления на участке падения ЗУ, град/м	i_2	0,1
Угол в конце участка набора зенитного угла, град	α_1	17,48
Угол при входе в пласт, град	α_2	2603

Параметры профиля ствола наклонно-направленной скважины представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры профиля ствола наклонно-направленной скважины

Участок	Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Отход, м		Длина по стволу, м	
	от	до		в начале	в конце	интервала	общее	интервала	общее
Вертикальный	0	400	400	0	0	0	0	400	400
Набора ЗУ	400	572	172	0	17,48	26	26	175	575
Стабилизации	572	2031	1459	17,48	17,48	459	485	1530	2105
Падения ЗУ	2031	2203	172	17,48	0	26	511	175	2280
Тангенциальный	2203	2603	400	0	0	0	511	400	2680

Графическая иллюстрация профиля скважины представлена на рисунке 2.

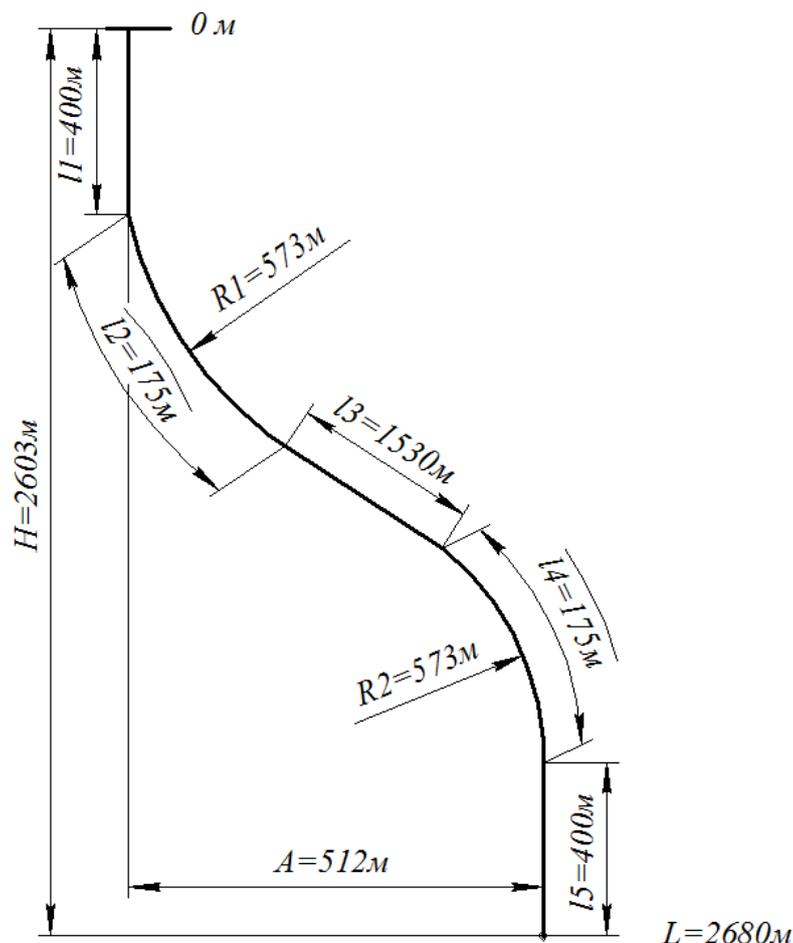


Рисунок 2 – Иллюстрация профиля скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

В нашем случае коллектор поровый;

Пористая (k_n) проницаемость $k_n = 0,012\text{ мкм}^2 < 0,1\text{ мкм}^2$, поэтому коллектор малопроницаемый;

Продуктивный пласт неоднородный, так как есть близко расположенные по отношению к продуктивному объекту подошвенные воды находящиеся на расстоянии менее 5 метров от продуктивного;

$\Delta p_{пл} = 0,01\text{ МПа}/10\text{ м}$, это нормальные пластовые давления.

Выберем способ отдельной эксплуатации объекта, при котором возможно применение всех опробованных в наше время конструкций забоя.

Произведём расчёт коллектора на устойчивость. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа;

Если значение динамического уровня в скважине в конце эксплуатации в исходных геологических данных («Нефтеносность по разрезу скважины») не приводится, то его значение необходимо рассчитать по формуле:

$$h_d = (2 * H_{скв})/3, \quad (2)$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины.

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu} = \frac{0,3}{1 - 0,3} = 0,43,$$

$$P_{гор} = 0,24 * 2603 = 63,68 \text{ МПа},$$

$$P_{пл} = 0,01 * 2603 = 2,65 \text{ МПа},$$

$$h_d = \frac{2 * 2603}{3} = 1735,33 \text{ м},$$

$$P_3 = 0,759 * 9,81 * 10^{-6} * (2528 - 1735,33) = 5,9 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 * [0,43 * (63,68 - 2,65) + (2,65 - 5,9)] = 45,99 \text{ МПа},$$

$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч} = 30 \geq 45,99 \text{ МПа}$, условие не выполняется, следовательно, коллектор неустойчивый.

Учитывая все условия, требования и на основании методического указания [3] выбираем конструкцию закрытого забоя. Такая конструкция необходима для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе снизу вверх или для совместно-отдельной эксплуатации. Продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным его цементированием.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Построение совмещенного графика давлений производится по методике [4]. На рисунке 3 представлен совмещенный график давлений.

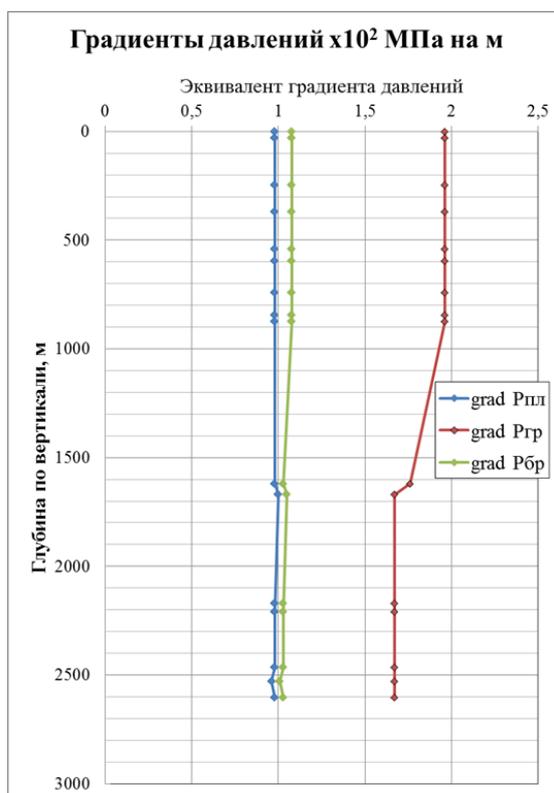


Рисунок 3 – График совмещенных давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется конструкция скважины без промежуточных колонн.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Исходные данные для проектирования конструкции скважины представлены в виде таблицы 15.

Таблица 15 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	35,6
$P_{пл}^{max}$, МПа	Максимальное пластовое давление	23,81
L , м	Длина скважины	2603
$\rho_{ф}$, г/см ³	Плотность пластового флюида	759
$\Delta P_{гр}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,0196

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 40 м, с учетом перекрытия отложений на 10 м. Но в интервале 0-600 м залегают слабосвязанные породы склонные к интенсивным осыпям, а в интервале 0-245 м находится водоносный пласт, который может быть использован в целях водоснабжения. Для спуска направления глубина 600 метров слишком глубокая, поэтому предусмотрим глубину спуска направления 50 метров, с установкой башмака колонны в устойчивые горные породы, с целью предотвращения размыва устья скважины и обвязки с циркуляционной системой. Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 327 м, но в интервале 0-600 и 685-800 м залегают слабосвязанные породы склонные к интенсивным осыпям, поэтому выбирается глубина 830 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы березовской свиты.

Эксплуатационная колонна, как правило, опускается до забоя скважины, перекрывая все продуктивные горизонты.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–50 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 845 м по стволу;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 686 – 2680 м по стволу (так как скважина нефтяная).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх по методике [3]. Рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны в зависимости от дебита газовой скважины с дебитом 35,6 м³/сут – 114,3 мм. колонны в зависимости от дебита газовой скважины с дебитом 35,6 м³/сут – 114,3 мм. Но мы принимаем диаметр по ГОСТ 632-80 $D_k = 146,1$ мм, наружный диаметр муфты $d_m = 166,6$ мм, так как это минимальный диаметр из

принимаемых для эксплуатации добывающих скважин. В таблице 16 представлены результаты проектирования конструкции скважины.

Таблица 16 – Результаты проектирования конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	146,1	215,9

Проектная конструкция скважины представлена на рисунке 4.

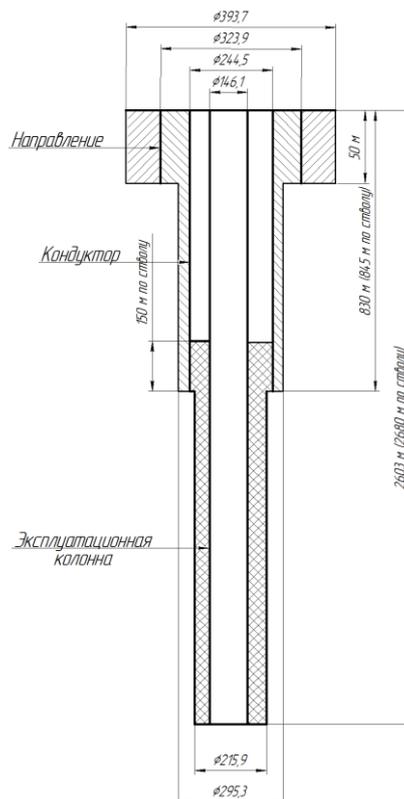


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 6 МПа.

При выборе колонных обвязок, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. С учётом всех требований выбираем ОКК2х21-146х245х324.

Выберем противовыбросовое оборудование. Выбираем ОП по схеме 5 (эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири), на рабочее давление 35 МПа, с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм (с учётом с

прохода долота для бурения последующей колонны) и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм. Обозначение: ОП5-230/80x35, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по вертикали (по стволу), м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	направление	роторный
50-830 (60-845)	кондуктор	с применением ЗД (винтовой забойный двигатель)
830-2603 (845-2680)	эксплуатационная	с применением ЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Выбор породоразрушающего инструмента производится по методическому указанию к курсовому проекту и книге [5]. Подберём инструмент по номенклатуре шарошечных и PDC долот ООО «Волгабурмаш». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-845	845-2680
Шифр долота		Ш 393,7 М-ГВУ-R227	БИТ-295,3В 419	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		Ш МЗ	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	МС,С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,53	0,425	0,35
Масса, кг		184,5	89,8	36
G, тс	Рекомендуемая	4	4,4	4,3
	Предельная	15	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	150	100	100
	Предельная	300	440	600

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения представлено в таблице 19.

Таблица 19 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	0-50	50-845	845-2680
Исходные данные			
α	1	-	-
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1000	5642
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,15	0,13
$G_{пред}, \text{кН}$	150	100	100
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29,5	-	-
$G_2, \text{кН}$	39,4	44,3	43,2
$G_3, \text{кН}$	120	80	80
$G_{проект}, \text{кН}$	39,4	44,3	43,2

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал, м	0-50	50-845	845-2680
Исходные данные			
$V_d, \text{м/с}$	3	1,5	1,5
D_d	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
$\tau, \text{мс}$	7	6	5
z	24	24	22
α	0,9	0,8	0,6
Результаты проектирования			
$n_1, \text{об/мин}$	146	97	133
$n_2, \text{об/мин}$	232	271	355
$n_3, \text{об/мин}$	635	493	388
$n_{проект}, \text{об/мин}$	150	100	100

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 21 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 21 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС (7/8)	50-845	240	8,57	2247	30...50	20-160	10-14	80-180
ДРУ2-172РС (7/8)	845-2680	172	8,71	1255	24...35	40-140	3,5-4	110-170

2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета УБТ и бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
01	Б	178x57	8,3	1448
02	Б	165x57	16,6	2254
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	Е	ПК 127×9,2	2614,79	81921,4

В таблице 23 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 23 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	Ш 393,7 М-ГВУ-R227	184,5	0,53	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор 1-К 393,7 МС	300	1,2	
			Переводник Н-152/152	50	0,7	
			Калибратор КА 295,3 СТ	275	1,2	
			Переводник П-147/152	50	0,7	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	32	0,5	
			Переводник П-203/147	50	0,7	
			УБТ 279-76Д	13400	24	
			Переводник П-171/203	50	0,7	
			УБТ 229-90Д	3200	8	
			Переводник П-133/171	50	0,7	
			УБТ 178-57Д	1020	8,3	
			Переводник П-122/133	50	0,7	
Σ			18745,5	50		
2	50	845	БИТ-295,3 В 419	89,9	0,425	Бурение участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор 1-К 295,3 МС	300	1,2	
			ВЗД ДРУ-240РС (7/8)	2247	8,57	
			Переводник Н-152/152	50	0,7	
			Калибратор 1-К 295,3 МС	275	1,2	
			Переводник П-147/152	50	0,7	
			Телесистема	500	4,3	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	32	0,5	
			Переводник П-171/203	50	0,7	
			УБТ 229-90Д	3200	8	
			Переводник П-133/171	50	0,7	
			УБТ 178-57Д	1020	8,3	
			Переводник П-122/133	50	0,7	
			УБТ 165-57Д	880	16,6	
Переводник П-147/122	50	0,7				
ПК 127×9,2 «Е»	24923,1	795,5				
Σ			33301	845		
3	846	2680	БИТ 215,9 ВТ 613	36	0,35	Бурение участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Калибратор 1-КС 215,9 СТ	300	1,2	
			ВЗД ДРУ2-172РС (7/8)	1255	8,71	
			Переводник Н-152/152	50	0,7	
			Калибратор 1-КС 215,9 СТ	275	1,2	
			Переводник П-147/152	50	0,7	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Телесистема	500	4,3	
			Переливной клапан ПК-172РС	32	0,5	
			Переводник П-133/171	50	0,7	
			УБТ 178-57Д	3200	8,3	
			Переводник П-122/133	50	0,7	
УБТ 165-57Д	1020	16,6				

		Переводник П-147/122	50	0,7	
		ПК 127×9,2 «Е»	82684,25	2639,14	
Σ			89086,25	2680	

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – стабилизированный глинистый, для бурения интервала кондуктор – стабилизированный глинистый ингибирующий, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – хлоркалийевый биополимерный ингибирующий с полигликолем. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 24. В таблице 25 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 24 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	50	1,1	0,49	50	9,81	1170	2150	1,5	0,015	
50	845	1,1	8,29	845	9,81	1170	2230	1,5	0,008	
845	2680	1,05	26,29	2680	9,81	1130	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,17	18,83	7,21	24,57	8,13	8-9	1,5	-	-
50	845	1,17	18,83	7,21	24,57	8,13	8-9	1	-	-
845	2680	1,13	19,6	7,5	23,73	6-5	8-9,5	1	10	10-15

Таблица 25 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Стабилизированный глинистый: Вода пресная, бентонитовый глинопорошок (ПБМБ), кальцинированная сода, каустическая сода, бикарбонат натрия, КМЦ
50	845	Стабилизированный глинистый ингибирующий: Вода пресная, бентонитовый глинопорошок (ПБМБ), кальцинированная сода, каустическая сода, бикарбонат натрия, КМЦ, Лубри-М, БСР
845	2680	Хлоркалиевый биополимерный: Вода пресная, биополимер «Гаммаксан», Полиэколь-К (ПАГ), Мекс-Сайд, ТЕСИЛ 210 п, хлорид калия (КСl), гидроксид калия (КОН), Лубри-М, бикарбонат натрия, НТФ

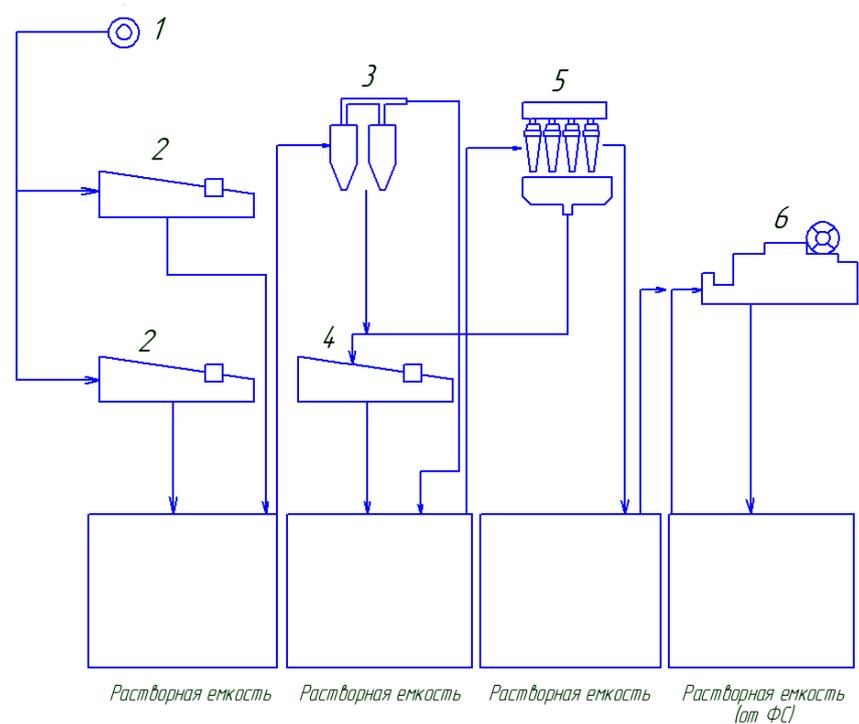


Рисунок 5 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
2680	0,2159	1,1	24,8	51,41	2250
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,032	УНБ-950	0,007	0,009	20	1130
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м		d_b , м	
УБТ 178-57 Б	0,178	8,3		0,057	
УБТ 165-57 Б	0,165	16,6		0,057	
ПК 127×9,2 «Е»	0,127	2646,39		0,1016	
ДРУ2-172РС (7/8)	0,172	8,71		0,1016	

Таблица 27 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	ϕ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1450	0,99041	0,23749	1,01	5,6	1,97
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,28	7,15	107	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 178-57 Б	23985	86034	80,2	0,028	-
УБТ 165-57 Б	29624	70605	115,3	0,046	-
ПК 127×9,2 «Е»	46979	46323	242,6	4,79	0,26
ДРУ2-172РС (7/8)	26565	78152	95,7	0,027	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r	
УБТ 178-57 Б	22926	89793	0,023	0,298	
УБТ 165-57 Б	22926	89793	0,023	0,596	
ПК 127×9,2 «Е»	42818	50376	0,0199	4,567	

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервалы отбора керна отсутствуют.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Исходные данные к расчёту:

Продавочная жидкость: $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$;

Плотность нефти: $\rho_{\text{н}} = 759 \text{ кг/м}^3$;

Плотность буферной жидкости: $\rho_{\text{буф}} = 1100 \text{ кг/м}^3$;

Плотность тампонажного раствора: $\rho_{\text{тр.н}} = 1860 \text{ кг/м}^3$;

Плотность облегченного тампонажного раствора: $\rho_{\text{тр.обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$;

Плотность бурового раствора: $\rho_{\text{бр}} = 1130 \text{ кг/м}^3$;

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора: $h_1 = 686 \text{ м}$;

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 202 \text{ м}$;

Высота цементного стакана $h_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении; 2 случай: конец эксплуатации скважины

По данным расчета строится эпюра наружных избыточных давлений 2-ух самых опасных случаев в координатах «глубина–наружное избыточное давление» на рисунке 6. При построении следует учитывать, что изменение давления по глубине между расчётными точками принимается прямолинейным.



Рисунок 6 – Наружные избыточные давления

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора; 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

По данным расчета строится эпюра внутренних избыточных давлений 2-ух самых опасных случаев в координатах «глубина–внутреннее избыточное давление» на рисунке 7.

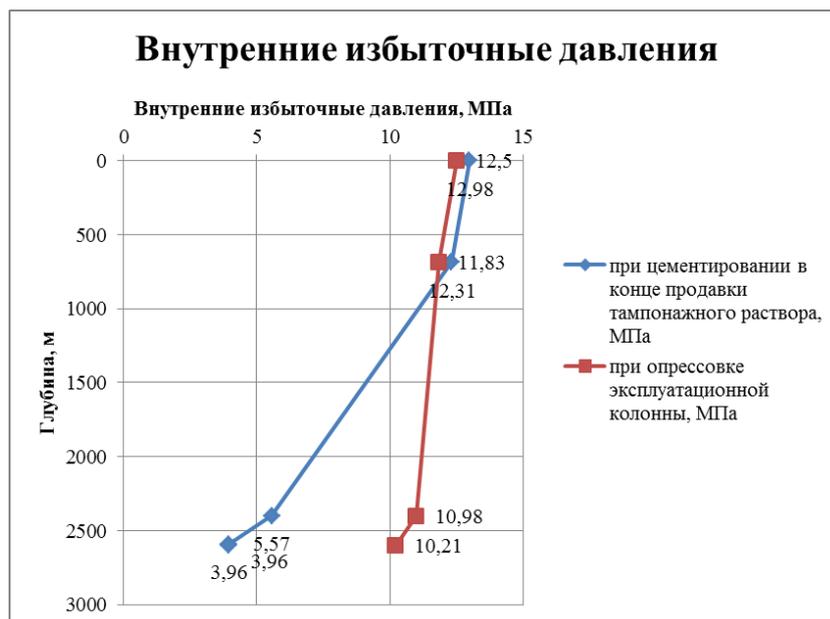


Рисунок 7 – Внутренние избыточные давления

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции), секции, которая находится в пределах эксплуатационного пласта (пластов).

Расчитанные параметры секций занесём в таблицу, представленную в 28.

Таблица 28 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	8,5	125	0,29	36,25	36,25	2680-2555
2	Д	7,7	566	0,265	149,99	186,24	2555-1989
3	Д	6,5	1989	0,226	449,51	635,75	1989-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс.кп.}$ определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр.обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр.н} \cdot h_2), \quad (3)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{обл тр}$, $\rho_{н тр}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были найдены в п. 3.2.

$$P_{гд.кп.} = \frac{0,035 * 9,81 * 10^{-6} * 1152,04819277108 * 0,4^2 * 845}{2 * (0,2287 - 0,1461)} + \frac{0,035 * 9,81 * 10^{-6} * 1452 * 0,4^2 * (2680 - 845)}{2 * (0,2159 * \sqrt{1,19} - 0,1461)} = 1,14 \text{ МПа.}$$

$$P_{гс кп} = 9,81 * 10^{-6} * (1100 * 686 + 1400 * (2603 - 686 - 202) + 1860 * 202) = 34,64 \text{ МПа.}$$

$$35,78 \leq 23,56 \text{ МПа.}$$

$$35,78 \leq 17,67 \text{ МПа.}$$

Одно условие выполняется, поэтому принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представляется сводная информация об объемах жидкостей заканчивания.

Таблица 29 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	25,92
Облегченный тампонажный раствор	47,39
Цементный раствор нормальной плотности	5,54
Продавочная жидкость	37,62

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов

тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{mp} = 1920 \text{ кг/м}^3$	7321	5,79
$\rho_{обмп} = 1480 \text{ кг/м}^3$	36950	22,13
Сумма	44271	27,92

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

$$\Delta P_{Гс} = (1302 - 1000) * 9,81 * 10^{-6} * 2603 = 7,71 \text{ МПа},$$

$$Q = 0,0785 * (21,59^2 * 1,19 - 14,61^2) * 0,4 = 10,71 \text{ л/с},$$

$$P_T = 8,11 * 0,02 * 1 * 10,71^2 * \left(\frac{2680}{13,25} \right) = 0,12 \text{ МПа},$$

$$P_{кп} =$$

$$8,11 * 0,035 * 10,71^2 * \left(1,452 * \frac{2680 - 845}{(21,59 * \sqrt{1,19 - 14,61})^3 * (21,59 * \sqrt{1,19 + 14,61})^2} + \right. \\ \left. 1,15204819277108 * \frac{845}{(22,87^2 - 14,61^2)^3 * (22,87^2 - 14,61^2)^2} \right) = 0,08 \text{ МПа}.$$

$$P_{цг} = 7,71 + 0,12 + 0,08 + 2,5 = 10,41 \text{ МПа}.$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_z (в МПа) равно:

$$P_z = P_{зс} + P_{кп}, \quad (4)$$

где $P_{зс}$ – гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора и буферной жидкости (в МПа), вычисляемое по формуле:

$$P_{зс} = \rho_{срвзкп} * g * H. \quad (5)$$

По вычисленным $P_{цг}$ и P_z проверяют условия (4.4.1), (4.4.2). Если одно из этих условий не выполняется, то корректируют V или выбирают другой тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают эти параметры до выполнения ограничений.

$$P_{гс} = 1302 * 9,81 * 10^{-6} - 6 * 2603 = 33,25 \text{ МПа,}$$

$$P_3 = 33,25 + 0,08 = 33,33 \text{ МПа.}$$

Проверяем условия:

$$10,41 \leq 12,98 \text{ МПа,}$$

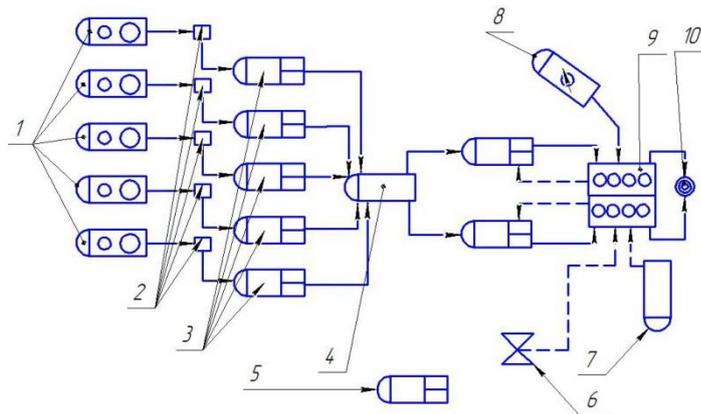
$$33,33 \leq 23,56 \text{ МПа,}$$

$$33,33 \leq 17,67 \text{ МПа.}$$

Условия выполняются, кроме одного, поэтому далее скорректируем V.

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования. На рисунке 8 приведена технологическая схема с применением осреднительной емкости.



1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины
Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 9.

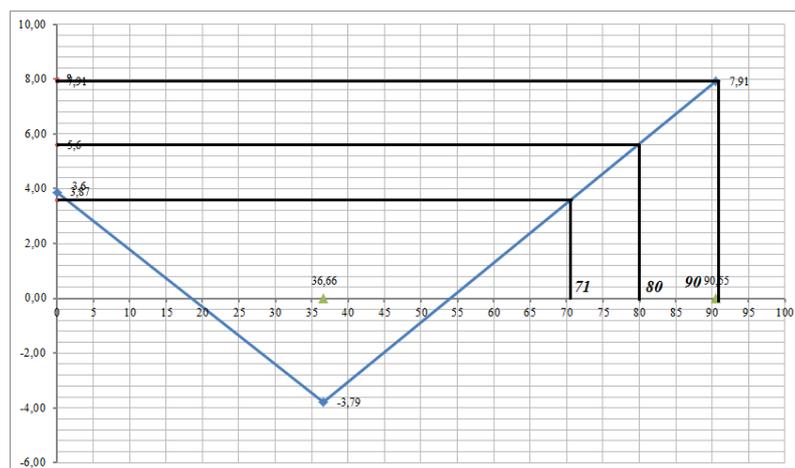


Рисунок 9 – Построенный график изменения давления на цементирующей головке

В таблице 31 представлены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 31 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	71
IV	9
III	10
II	0,55

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цеи}}$ составляет 63,3 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-146 с трапецидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -Т146/245-ОТТМ;
- цементирующая головка типа ГЦУ-146/245;
- разделительные пробки ПРП-Ц-146/245;
- центраторы ЦЦ-1-146 (интервалы установки и их количество

представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
845-2680	ЦЦ - 1– 146/245	69

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Выбор превенторной установки для безопасного проведения осуществления вторичного вскрытия пласта и вызова притока был ранее произведён, это ОП5-230/80x35, ГОСТ 13862-90.

Выберем перфоратор ORION. Технические характеристики перфоратора представлены в виде таблицы 33.

Таблица 33 – Технические характеристики перфоратора

Наименование показателя	Значение для ORION 102КЛ
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны или колонны НКТ, в которой может применяться перфоратор, мм	119
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	125
Минимально допустимое гидростатическое давление, МПа - при спуске на кабеле - при спуске на НКТ	0,1 1-5
Действие перфоратора	залповое
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20

Исходя из полученной величины интервала перфорации и величины мощности продуктивного пласта $=5$ м, делается вывод о потребном количестве спусков перфораторов на забой $= 2$ раза.

2.5 Выбор буровой установки

Проектируется использование буровой установки БУ 3900-225 ДЭП-БМ.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Результаты проектирования и выбора буровой установки

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{\text{бк}}$)	873,63	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{бк}}$	1456,05
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{\text{об}}$)	635,75	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{об}}$	706,39
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{\text{пр}}$)	873,63	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}}$	1747,26
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\text{кр}}$)	2250		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	53	873,5	
3	29	446,5	
4	17	208,4	
5	9	73,1	

Безамбарное бурение, описание процесса и его сравнение с амбарным бурением

Актуальной задачей сегодня является щадящий режим природопользования, направленный на сохранение лесов, чистоты рек и озер, обеспечение воспроизводства флоры и фауны, охрану редких и исчезающих животных и птиц [6].

Сооружение скважин характеризуется рядом специфических особенностей, которые и определяют характер и объемы техногенных нарушений и загрязнения объектов окружающей природной среды. Для разработки природоохранных мероприятий, исключающих негативное влияние процессов строительства скважин на объекты природной среды, необходимо знание в первую очередь источников нарушения и загрязнения компонентов окружающей среды.

Под источником нарушения и загрязнения понимаются технологические процессы, воздействующие на природную среду при строительстве скважины. Для выявления активного источника нарушения необходимо весь технологический процесс рассматривать как состоящий из отдельных операций.

Существующая технология бурения скважин предусматривает сбор и хранение производственно-технологических отходов в специальных земляных котлованах на территории месторождения.

Буровые отходы представлены следующими основными видами: выбуренные породы (ВБ), отработанные буровые растворы (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и их отстой, буровой шлам (БШ) и так далее [7].

Бурение скважин сопровождается дисперсионным разрушением горных пород, образованием бурового шлама и удалением его промывочной жидкостью. Для разрушения и выноса разрушенной породы из ствола скважины применяют буровые растворы, которые подаются специальными

насосами в трубы и, выйдя из долота через специальное промывочное отверстие, подхватывают выбуренную породу, устремляясь на поверхность.

На современном этапе развития нефтедобычи технология бурения скважин предусматривает сбор и хранение производственно-технологических отходов в специальных шламовых амбарах на территории месторождения. В соответствии с регламентами для сбора отходов бурения на нефтедобывающих предприятиях, с одной кустовой площадки при бурении восьми скважин строится один амбар, если количество скважин в кусте больше десяти, строится несколько амбаров [8].

Шламовый амбар (шламохранилище) — это специальное сооружение природоохранного типа, которое предназначено для сбора, обезвреживания, а также захоронения токсичных отходов промышленного бурения – в том числе, бурового шлама, буровых сточных вод, отработанных буровых растворов.

Как правило, формируются одно- или двухсекционные шламовый амбар. При бурении в летнее время для отвода поверхностных вод или осадков с площадки в амбар предусматривается строительство двухсекционного амбара, в зимнее время – односекционный амбар.

Нефтешламовые амбары имеют различную конструкцию в зависимости от конкретных условий – это стальные резервуары, земляные амбары, облицованные бутовым камнем, железобетонными плитами или просто бетоном с целью их гидроизоляции. Однако чаще всего их выполняют в глинистых породах без какой-либо дополнительной облицовки. Их глубина обычно составляет 2 - 4 м [9].

Строительство шламохранилища планируется на стадии подготовительных работ к бурению скважины. Работы по сооружению шламового амбара представлены следующими действиями:

1. сплошная отсыпка основания площадки привозным грунтом;
2. сооружение шламового амбара;
3. планировка поверхностей бульдозером;
4. устройство гидроизоляции;

5. рытье траншеи по периметру;
6. закрепление гидроизоляционного материала;
7. ограждение амбара дощатым покрытием по периметру;
8. гидроизоляционные работы.

С целью создать благоприятные условия для эффективного отбора отработанного бурового раствора из шламового амбара, с последующей его обработкой отверждающим или загущающим составом конструкцией накопительных котлованов, должно предусматриваться наличие углубления в поверхности дна («карман») шламового амбара. Такая конструкция амбара обеспечивает гарантированное оседание шлама в одном месте котлована, что значительно снижает вероятность формирования шламовых терриконов (отвалов) и меньшего распространения выбуренной породы по всему свободному объему амбара. Наиболее часто применяемый в условиях Западной Сибири профиль амбаров показан на рисунке 10.

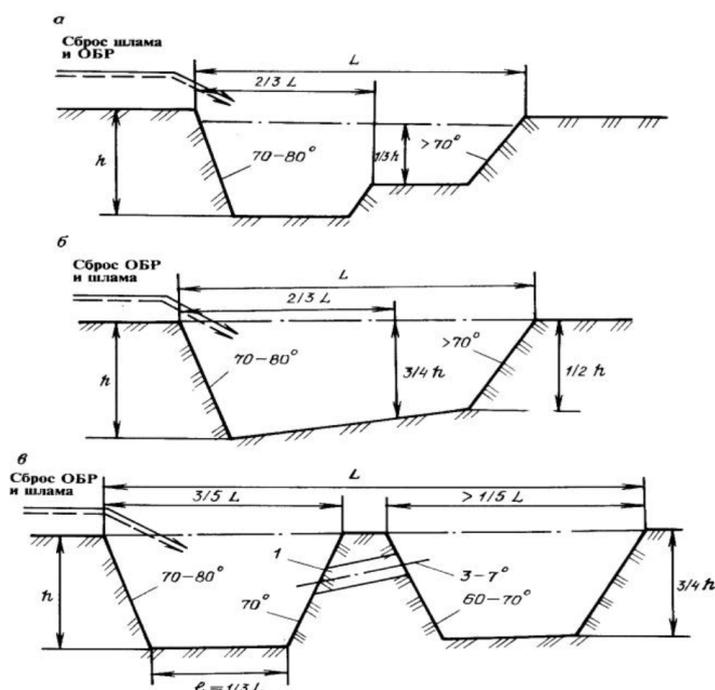


Рисунок 10 – Профили шламового амбара (поперечный разрез): а - с уступом (с «карманом»); б - с пологим дном; в - двухсекционный с переточной трубой в теле перемычки

Шламовые амбары являются постоянным действующим источником загрязнения объектов окружающей среды в течение всего цикла строительства

скважин и после завершения всех работ, так как значительная их часть своевременно не ликвидируется [10].

В результате хранения отходов в амбаре происходит загрязнение почвы и воздуха углеводородами, поверхностных и грунтовых вод – солеными растворами. Кроме того, эти объекты не предназначены для длительного хранения отходов, и их конструкция представляет потенциальную экологическую опасность, так как при разрушении обваловки, при переполнении амбаров талыми и ливневыми водами, при эрозионных процессах дна и стенок происходит прямое загрязнение окружающей среды отходами.

По мере удлинения срока нахождения отходов в нерекультивированных буровых амбарах возрастает токсичность для окружающей среды, что приводит к следующим последствиям:

1. смена растительного покрова, снижение или полная его ликвидация;
2. накопление в растениях токсичных углеводородов;
3. физическое нарушение почвенно-растительного покрова, природных ландшафтов зоны аэрации;
4. нарушение температурного режима морозно-мерзлотных почв (ММП);
5. деградация верхних горизонтов ММП;
6. нарушение биоты в районе строительства скважин и изменение условий жизни вплоть до исчезновения отдельных видов животных и растений;
7. миграция крупных животных.

При этом из-за несвоевременного возврата земель наносится урон сельскому хозяйству, сами буровые предприятия несут экономические потери из-за выплаты штрафов основному землепользователю.

Из-за несвоевременной ликвидации шламовых амбаров в объекты окружающей среды ежегодно попадает до 6,5 % их содержимого. С этими отходами в природную среду поступает до 10 % от использованных в буровых растворах материалов и химреагентов. Наибольшую опасность для почвы

представляют минеральные соли, нефть и нефтепродукты, сильными токсичными реагентами являются известь, каустическая сода, бихромат калия. Более легкие фракции проникают в нижележащие слои, а содержащийся в смеси битум ухудшает водопроницаемость и смачиваемость почвы [11], [12]. Поступление токсичных веществ из шламовых амбаров, в которых скапливаются все отходы бурения, в грунтовые воды происходит в результате отсутствия или некачественной гидроизоляции дна и стенок шламовых амбаров, а также разрушения обваловки шламовых амбаров.

Таким образом, основной загрязняющий фактор – отходы бурения, главный источник – шламовый амбар.

С целью уменьшения загрязнения окружающей среды нефтегазодобывающим комплексом ведутся разработки и внедряются новые природосберегающие технологии. Осваивается безамбарное бурение, позволяющее значительно снизить объемы производственных отходов.

Технология безамбарного бурения позволяет проводить очистку поступающей из скважины загрязненной промывочной жидкости на специальных установках без использования котлованов-отстойников. В этом случае цикл повторного водопотребления становится замкнутым, снижается емкостной парк. Для соблюдения природоохранных требований очистки применяется специально разработанный токсикологический контроль. Экологически позитивным фактором является также сокращение землеотвода под амбары, исключаются нарушение окружающей природной среды при их строительстве и эксплуатации, фильтрация загрязнителей в подстилающие горизонты.

Для очистки бурового раствора от шлама используют комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств [13].

Несмотря на то, что система очистки сложная и дорогая, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора, уменьшения степени осложненности ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды.

Рассмотрим строительство скважины, которое будет осуществляться по безамбарной малоотходной технологии. Оборудование для очистки бурового раствора располагается между вышечным и емкостным блоками на дополнительном емкостном основании. Схема расположения и обвязка оборудования для приготовления и очистки бурового раствора при бурении скважин по экологически малоопасной технологии приведена на рисунке 11.

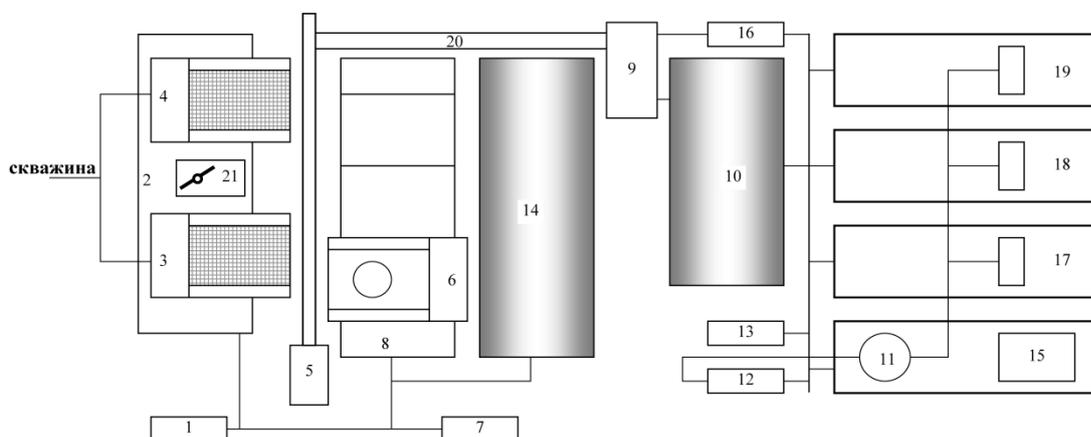


Рисунок 11 – Принципиальная схема расположения бурового оборудования по очистке бурового раствора при бурении по безамбарной технологии

Буровой раствор из скважины поступает на вибросита (3 и 4), на которых происходит отделение основной массы выбуренной породы (шлама) от раствора. Шлам с вибросит сбрасывается с помощью винтового конвейера (5) в шламоборник, а буровой раствор через сетки вибросита стекает в приемную емкость (2), откуда центробежным насосом (1) подается на пескоотделитель ситогидроциклонной установки (6). На пескоотделителе буровой раствор разделяется на пульпу с повышенным содержанием песка и на основную массу раствора. Основная масса раствора собирается в емкость (8) для предварительной очистки. Пульпа с пескоотделителя подается на вибросито

ситогидроциклонной установки, где происходит разделение пульпы на концентрат песка и жидкую часть раствора. Концентрат песка сбрасывается с помощью ленты конвейера (20) в шламоборник, а жидкая часть пульпы, пройдя сетку вибросита, стекает в емкость для предварительной очистки раствора (8). Из этой емкости раствор с помощью центробежного насоса (7) подается в илотделители для тонкой очистки, где буровой раствор разделяется на два потока: пульпу и основную массу раствора. Пульпа стекает на сетку вибросита: концентрат частиц установленных размеров сбрасывается на конвейер и далее в шламоборник, а жидкая часть раствора стекает в емкость (8) для предварительной очистки раствора. Основная масса раствора с илоотделителей с помощью центробежного насоса (11, 12, 13) направляется напрямую в активные емкости (17, 18, 19) насосно-емкостного блока буровой установки (при отсутствии необходимости дальнейшего снижения твердой фазы в растворе) или в центрифугу (9) (напрямую или через блок коагуляции - флокуляции).

Декантирующая центрифуга (9) служит для некоторого снижения содержания твердой фазы в буровом растворе или для полного разделения отработанного бурового раствора (ОБР) на воду и шлам. С целью достижения полного разделения раствор предварительно проходит через блок коагуляции-флокуляции (10), где в раствор добавляется последовательно водный раствор соляной кислоты, коагулянт (водный раствор сульфата алюминия) и флокулянт (синтетический высокомолекулярный гидролизированный полиакриламид). В присутствии коагулянта и флокулянта раствор, попадая в центрифугу (9), разделяется на жидкую фазу (осветленную воду) и твердую фазу (кек).

Осветленная вода поступает в емкость хранения технической воды (14 или 15) с целью повторного использования для приготовления бурового и тампонажного растворов или иных технических целей. Кек с центрифуги (9) направляется в шламоборник (16). При цементировании обсадных колонн часть бурового раствора может быть "загрязнена" ионами кальция из цемента. Такой раствор подлежит или восстановлению прежних свойств, или же

полному разделению на осветленную воду и шлам (железо). Полное разделение производится с помощью блока коагуляции-флокуляции (10) и центрифуги (9). В период заканчивания скважины могут образоваться излишки бурового раствора. Поскольку на территории кустовой площадки шламовый амбар отсутствует, излишки бурового раствора должны быть превращены в осветленную воду и шлам с помощью того же блока коагуляции-флокуляции (10) и центрифуги (9). Сточные воды на территории буровой установки также будут подвергаться осветлению с помощью указанного выше оборудования. Осветленная вода будет использоваться в системе оборотного водоснабжения буровой установки.

Блок коагуляции-флокуляции представляет собой автоматизированную систему приготовления и дозировки коагулянта и флокулянта. Блок состоит из коагуляционного отделения, флокуляционного отделения, отделения очищенной воды, рабочей зоны, лабораторной зоны, панели управления.

Технология работы блока коагуляции-флокуляции определена изготовителем блока. Оптимизация дозировки реагентов осуществляется непосредственно в ходе работы на буровой.

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель). Газовый сепаратор и дегазатор устанавливаются в случае наличия в разрезе проектируемой скважины газосодержащих пластов [13].

Очистка бурового раствора от газа

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его реологические свойства — по мере газирования раствор становится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пузырьки газа препятствуют

удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению рН раствора и вызвать его флокуляцию.

Газосепаратор бурового раствора

Газожидкостный сепаратор (рис. 12) предназначен для дегазации насыщенного газами бурового раствора на начальной стадии очистки.



Рисунок 12 – Газожидкостный сепаратор HLGS800

Основная функция данного устройства заключается в удалении частиц газа диаметром 3-5 мм. Сепаратор отделяет газ от жидкости в системе двух этапной очистки и отводит газ через выпускной канал в верхнюю часть резервуара, и далее на факельную линию.

Вибрационное сито с линейным движением

Вибросито является первым в многоступенчатой системе, самым заметным и наиболее распространенным средством очистки бурового раствора. Все современные буровые комплексы оснащены виброситами, количество которых на одном станке иногда достигает 6 единиц. Вибросито очищает раствор от грубых частиц выбуренной породы размерами крупнее 70 – 80 мкм.

Вибрационное сито с линейным движением «TSC HIGHLIGHT» представлено на рисунке 13.



Рисунок 13 – Вибрационное сито с линейным движением «TSC HIGHLIGHT», модель HS220-3P

Вакуумный дегазатор

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по величине давления в камере – на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру — на гравитационные, эжекционные и центробежные. При центробежной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы [14].

Наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике получили вакуумные дегазаторы с эжекционной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычно центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности «запираться» газовыми пробками. Представлена модель HV-240 (рисунок 14).



Рисунок 14 – Вакуумный дегазатор

Пескоотделитель

Гидроциклонные пескоотделители представляют собой вторую стадию удаления твердых частиц из буровых растворов. Их основной функцией является удаление твердых частиц диаметром 40-74 микрона [14]. Простота конструкции и оптимальное соотношение конусности рабочих элементов позволяет добиваться хороших показателей очистки. Гидроциклоны изготовлены из износостойкого полиуретана, а наиболее изнашиваемая часть конуса выполнена как отдельная быстрозаменяемая часть. Представлен пескоотделитель HD-250×2-С на рисунке 15.



Рисунок 15 – Пескоотделитель HD-250×2-С

Илоотделитель

Илоотделитель гидроциклонный предназначен для очистки неутяжелённого бурового раствора от частиц выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов [14]. Основной функцией илоотделителя является удаление из бурового раствора твердых веществ диаметром 20-40 микрон. Представлен илоотделитель НМ-100Х12 на рисунке 16.



Рисунок 16 – Илоотделитель НМ-100×12-С

Центрифуга

Центрифуга широко применяется в системе очистки бурового раствора для отделения твердых частиц шлама диаметром до 5 мкм. В практике процесса бурения, центрифуга устанавливается после илоотделителя с целью сбора хим. реагента – утяжелителя или удаления вредоносных твердых частиц в растворе.

В некоторых случаях, центрифуга со средней скоростью и центрифуга с высокой скоростью могут одновременно использоваться в целях поддержания свойств раствора. Представлена модель НСF450х1000-НМ (рисунок 17).



Рисунок 17 – Центрифуга НСF450х1000-НМ

Использование кустового безамбарного бурения, позволяет повышать рентабельность нефтедобычи, снижать уровень техногенного воздействия на окружающую среду, находить компромиссные решения с другими землепользователями, обеспечивать экологическую безопасность производственного процесса, отвечает принципам комплексного природопользования и рационального освоения недр в сырьевых районах, требованиям природоохранного законодательства.

Применение современного оборудования для очистки бурового раствора на проектируемой скважине Катильгинского месторождения позволит значительно увеличить скорость бурения, сократить расходы на регулирование свойств бурового раствора, уменьшить вероятность осложнений при бурении и позволит удовлетворить требования защиты окружающей среды.

**Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение**

Структура и организационные формы работы филиала ЗАО «ССК»



Рисунок 18 – Структурно-организационная форма

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Организационно-экономическая часть

Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины

Исходные данные:

1) проектная глубина:

по вертикали - 2603 м;

по стволу – 2680 м;

2) способ бурения – роторный, турбинный;

3) цель бурения – добыча нефти;

4) конструкция скважины:

Направление: диаметр обсадной колонны - 323,9 мм; глубина спуска – 50 м;

Кондуктор: диаметр обсадной колонны - 244,5 мм; глубина спуска – 830 м;

Эксплуатационная колонна: диаметр - 168,3 мм; глубина спуска – 2603 м;

5) буровая установка – БУ 3900-225 ДЭП-БМ;

6) оснастка талевого системы - 5 × 6;

7) насосы типа УНБ-950;

8) утяжеленный низ УБТС1-254, УБТС1-178, УБТС1-165, УБТС1-108;

9) ГЗД:

ДРУ-240РС (7/8) в интервале 50 - 845 м;

ДРУ2-172РС (7/8) в интервале 845-2680 м;

10) бурильные трубы:

ПК 127×9,2– 2700 м;

длина свечи – 25 м;

11) типы и размеры долот:

III 393,7 М-ГВУ-R227 в интервале 0-50 м;
БИТ-295,3 В 419 в интервале 50-845 м;
БИТ 215,9 ВТ 613 в интервале 845-2680 м.

Составление нормативной карты

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъёмных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час,} \quad (1)$$

где $T_{б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{сп} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (2)$$

$$N_{под} = \frac{N_{сп} + (n \cdot h)}{L}, \quad (3)$$

$$T_{сп} = \frac{(N_{сп} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (4)$$

$$T_{под} = \frac{(N_{под} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (5)$$

Где $N_{сп}$, $N_{под}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{сп}$, $T_{под}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1св}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины длиной (по стволу) 2680 метров составляет 432 часов (механического бурения), время СПО составит 19,6 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 14 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 27,77 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (6)$$

где H – глубина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

$$V_p = 9,55 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = A / (t_M + t_{\text{СПО}}) \text{ м/час,} \quad (7)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

$$V_p = 9,15 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = (H * 720) / T_k \text{ м/ст.мес,} \quad (8)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

$$V_k = (4344 * 720) / 651 = 4804 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{\text{ср}} = 4344 / 4 = 1086 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

Таблица 35 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, ч
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч					
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	III 393,7 М-ГВУ-R227	0	50	350	0,066	50	0,14	3,3	0,1	3,4
Проработка (ЕНВ)										0,02
Наращивание (ЕНВ)										0,24
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										1,06
Установка и вывод УБТ за палец										0,23
Крепление (ЕНВ)										21,79
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,96
Смена вахт (ЕНВ)										0,24
Итого:										28,97
Бурение под кондуктор	БИТ-295,3 В 419	50	845	3000	0,0444	690	0,23	30,636	1,59	32,22
Промывка (ЕНВ)										0,26
Наращивание (ЕНВ)										6,78
Смена долот (ЕНВ)										0,54
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,59
Установка и вывод УБТ за палец										0,68
Крепление (ЕНВ)										56
ПГИ (ЕНВ)										5,18
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,83

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ремонтные работы (ЕНВ)									5,17	
Смена вахт (ЕНВ)									1,28	
Итого:									110,9	
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613	845	2680	3000	0,12	260	0,868	31,2	2,9	34,1
Промывка (ЕНВ)									9,27	
Наращивание (ЕНВ)									19,2	
Смена долот (ЕНВ)									0,81	
ПЗР к СПО (ЕНВ)									0,37	
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									3,18	
Установка и вывод УБТ за палец									7,48	
Крепление (ЕНВ)									87,92	
ПГИ (ЕНВ)									27,52	
Смена обтираторов (ЕНВ)									2	
Проверка ПВО									18	
Ремонтные работы (ЕНВ)									16,3	
Смена вахт (ЕНВ)									4	
Итого:									510,67	
Итого по колоннам:									789,49	
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сутки									620,5	
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м									4804	
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 2

Таблица 36 – Линейно-календарный график

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участвовавшие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы		■											
Буровые работы			■	■	■								
Освоение					■								

Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 37 – Сметная стоимость скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, тыс. руб.
		Ед. изм.	Количество		
ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ					
1	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2680		282360
	Итого полевых работ: Σ_1				285708,8
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	3428,5
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	4285,6
	Итого основных расходов: Σ_2				293422,9
Б. Сопутствующие работы и затраты					

	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	58684,58
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	38144,98
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				390252,5
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	41079,21
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	44013,44
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	2285,67
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	8802,687
	- доплаты	%	8	от Σ_2	23473,83
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	14671,15
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	39025,25
ИТОГО сметная стоимость					478510,9
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					86131,96

Социальная ответственность при работе с очистным оборудованием

Составление раздела производилось по методическому указанию [15].

Использование кустового безамбарного бурения, позволяет повышать рентабельность нефтедобычи, снижать уровень техногенного воздействия на окружающую среду, находить компромиссные решения с другими землепользователями, обеспечивать экологическую безопасность производственного процесса, отвечает принципам комплексного природопользования и рационального освоения недр в сырьевых районах, требованиям природоохранного законодательства.

Применение современного оборудования для очистки бурового раствора на проектируемой скважине Катыльгинского месторождения позволит значительно увеличить скорость бурения, сократить расходы на регулирование свойств бурового раствора, уменьшить вероятность осложнений при бурении и позволит удовлетворить требования защиты окружающей среды.

Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов

В данном пункте проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникать при применении оборудования очистки в бурении.

Для выбора факторов используем ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [16]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представим в виде таблицы 38.

Таблица 38 – Опасные и вредные факторы при выполнении работы по бурению с применением оборудования очистки бурового раствора

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Полевые работы:</p> <p>1) выполнение работ по установке и размещению оборудования;</p> <p>2) калибровка оборудования;</p> <p>3) обследование оборудования;</p> <p>4) выполнение работ замешиванию и очистке промывочных жидкостей</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2. Превышение уровней шума и вибрации;</p> <p>3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>3. Электрический ток.</p>	<p>параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4.548–96 [17];</p> <p>параметры уровня шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ [18] и СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [19];</p> <p>параметры уровня вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ [20] и 45. СН 2.2.4/2.1.8.566 [21];</p> <p>требования к безопасности на рабочем месте устанавливаются ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [22]</p>

Вредный фактор отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе возникает из-за работы в сложных климатических условиях. Характеризуется температурой воздуха, температурой поверхностей, относительной влажностью воздуха, скоростью движения воздуха, интенсивностью теплового облучения. В целях защиты работающих от возможного перегревания или охлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин, время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно быть ограничено величинами, указанными в [17]. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой.

Вредный фактор превышения уровня шума и вибрации возникает из за работы с очистным оборудованием. Необходимо применение средств и методов коллективной и индивидуальной защиты.

Вредный фактор повышения загазованности воздуха рабочей среды возникает из за работы очистного оборудования. Необходимо применение средств и методов коллективной и индивидуальной защиты.

Опасные факторы движущихся машин и механизмов и воздействия электрического тока возникает из за работы очистного оборудования и прочего необходимого оборудования. Рабочее место при необходимости должно быть оснащено вспомогательным оборудованием (подъемно-транспортными средствами и т.д.). Его компоновка должна обеспечивать оптимизацию труда и его безопасность. При выполнении работ, связанных с воздействием на работающих опасных и (или) вредных производственных факторов, рабочее место при необходимости должно быть оснащено средствами защиты, средствами пожаротушения и спасательными средствами.

Экологическая безопасность

Строительство нефтяных и нефтегазовых скважин неизбежно сопровождается воздействием на объекты природной среды. Загрязнители при прямом контакте влияют разрушительно на природные экосистемы независимо от степени устойчивости.

Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

Защита селитебной зоны. От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также вокруг других ОПО устанавливаются санитарно-защитные зоны, размеры которых определяются проектной документацией.

При наличии в продукции месторождений вредных примесей (сернистого водорода, цианистоводородной (синильной) кислоты) между ОПО, добывающими и транспортирующими эту продукцию, и селитебными территориями должна быть установлена буферная (санитарно-защитная) зона, размеры которой определяются проектной документацией.

Защита атмосферы. Специфика строительства нефтяных и газовых скважин характеризуется, в основном, неорганизованными выбросами вредных веществ в атмосферу, рассредоточивающимися на значительной территории.

Таблица 39 – Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу на разных этапах строительства скважин

Наименование этапов работ	Источники выделения вредных веществ в атмосферу	Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу
I. Этап. Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.)	Транспорт, спецтехника, дизель-электростанция, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз. т.), сажа (в пересчете на С) диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифференцированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды бенз(а)пирен, фтористый водород
II. Этап. Бурение, крепление	Дизельная электростанция, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы, циркуляционная система, шламовый амбар	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, бенз(а)пирен, сероводород, сажа (в пересчете на V2O5)
III. Этап. Испытание скважины (сжигание газа на факеле)	Сепаратор (факел), дизельная электростанция, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, бенз(а)пирен, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С)
IV. Этап. Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины	Транспорт, дизельная электростанция, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар, превенторный амбар и т.д.	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), углеводороды (диз. т. и бензин), сажа (в пересчете на С), бенз(а)пирен, диоксид серы, сероводород, цемент, пыль (барит)

Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу от неорганизованных источников обеспечивается герметизацией циркуляционной системы бурового раствора при безамбарном бурении, герметизацией емкостей блока приготовления БР, системы сбора и очистки буровых вод, устья скважины,

системы приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины.

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми стационарными источниками: котельной, двигателями внутреннего сгорания буровых установок, факельными блоками размещение их осуществляется с учетом господствующего направления ветра, чтобы уменьшить попадание веществ, загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод.

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха у автомобилей, занятых на выполнении транспортных работ при строительстве скважин, система газораспределения регулируется так, чтобы в выхлопных газах содержание окиси углерода и углеводородов не превышало значений, установленных ГОСТом.

В мероприятиях по контролю атмосферного воздуха приводится характеристика и обоснование способов контроля за количеством и составом выбросов загрязняющих веществ, наличие средств контроля (контрольно-измерительных приборов и аппаратуры), перечень контролируемых параметров и характер контроля (автоматический контроль, периодический анализ).

Мероприятия по контролю за вредными выбросами разрабатываются в соответствии с "Типовой инструкцией по организации системы контроля промышленных выбросов в атмосферу в отраслях промышленности".

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям.

Информация о фоновом загрязнении атмосферного воздуха на данной территории представляется по официальному запросу территориальными (республиканскими) управлениями по гидрометеорологии.

При отсутствии данных по фоновым концентрациям вредных веществ в конкретном районе, в случае необходимости, они определяются на основе наблюдений, проводимых до начала реализации проекта строительства скважин.

Защита гидросферы. В период проходки скважины негативное воздействие на почвенный слой, поверхностные и подземные воды оказывают буровые растворы, расход которых на один объект может достигать 30 м³/сут. Кроме того, при бурении скважин возможно применение нефтепродуктов в объеме до 1 тыс. т в год. Источниками загрязнения подземных вод могут также являться места хранения и транспортирования промышленной продукции и отходов производства и промышленная площадка ведения работ [23].

При осуществлении деятельности на буровой должно быть исключено попадание загрязняющих веществ в подземные воды из источников их загрязнения. При вскрытии водоносных горизонтов, необходимо принять меры по предотвращению загрязнения и истощения подземных вод.

Защита литосферы. В процессе бурения образуются три вида отходов: буровой шлам (БШ), отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ).

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора, а следовательно, уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, проектом предусмотрены 4-х ступенчатая система очистки бурового раствора от выбуренной породы.

Утилизация скважинной жидкости и пластового флюида производится путем вывоза за пределы площадки и откачки их в нефтесборный коллектор.

Сбор твердых бытовых отходов планируется производить в мусоросборники (металлические контейнеры). По мере накопления твердые бытовые отходы должны вывозиться спецтранспортом на специально

отведенное место (полигон). Отходы туалета должны накапливаться в выгребных ямах, гидроизолированных пленкой. После завершения строительства скважин должна быть произведена ликвидация выгребных ям, созданием над поверхностью ямы изоляционного экрана, включающего каркас (решетку) из лесоматериалов и слой грунта толщиной не менее 0,5м. Жидкие отходы кухни-столовой и душевой также должны собираться в выгребных ямах и после окончания строительства куста скважин должны быть засыпаны минеральным грунтом.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать очистное оборудование

Основными источниками ЧС на территории нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми

предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;

- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

Предупреждение утечек аварийных разливов загрязняющих веществ с территории куста обеспечивается конструкцией кустовой площадки.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

При работах с вредными и опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную, сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами.

При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может

быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном, стоимости этих продуктов, если это предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором [24].

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований по безопасному ведению работ в отдельных сферах деятельности

осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации уполномоченными федеральными органами исполнительной власти.

Ведомственный контроль за охраной труда проводят министерства и ведомства, которые контролируют внутриведомственное соблюдение законодательства о труде. Для этого создают специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов.

Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.

Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Персонал допускается к работе только в спецодежде и средствах индивидуальной защиты. На рабочем месте должны быть запасы сырья и материалов, не превышающие сменную потребность. Необходимо знать специфические свойства применяемых веществ и соблюдать установленные правила работы с ними. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны пыли и вредных

веществ. Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и других нормативных документов. Эксплуатация электрооборудования без заземления не допускается. Помещения опытно-производственной лаборатории обеспечиваются первичными средствами пожаротушения согласно действующим нормам. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождения рабочих мест, проходов, выходов из помещений и здания, доступа к противопожарному оборудованию [24].

Заключение

Дипломный проект посвящен проводке наклонно – направленной эксплуатационной скважины Катыльгинского месторождения, расположенного в Томской области

На основе анализа горно-геологических условий, характеризующихся осложнениями, перечисленными в геологическом разделе выбрана конструкция скважины, способ бурения, инструмент.

С целью обеспечения прочности и надежности крепи эксплуатационной колонны выполнены инженерные расчеты с использованием действующих инструкций: расчет равнопрочной обсадной колонны и расчет цементирования.

Выполнены также расчеты промывки скважины, бурильной колонны, деталей и узлов низа эксплуатационной колонны, спроектированы режимы бурения.

В специальном вопросе было рассмотрено безамбарное бурение, описание процесса и его сравнение с амбарным бурением.

Список использованных источников

- 1 ОАО "ТомскНИПИнефть". Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных наклонно направленных скважин на Катыльгинском месторождении со смещением от вертикали более 800 метров. 3-е изд. Томск: ОАО ТОМСКНИПИНЕФТЬ, 2011. 176 с. Проектная документация.
- 2 С.А. Кейн, Р.Н. Мищенко. Инженерные задачи бурения наклонно – направленных и горизонтальных скважин. Учебное пособие: УГТУ, 2011. 80 с.
- 3 «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ». Проектирование конструкции скважины: Методические указания к выполнению практической работы по дисциплине «Заканчивание скважин». Томск. 2010. 9 с.
- 4 Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Справочное пособие: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. 450 с.
- 5 А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Москва: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. 509 с.
- 6 Г.К. Чуктуров, Р.Х. Санников, Р.Р. Багаутдинов. Безамбарное бурение как способ решения экологических проблем // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, Nov 2012. С. 36-40.
- 7 Официальный сайт АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» [Электронный ресурс] URL: <http://www.crru.ru/>
- 8 Михайлова, Л. В. Исследование токсичности буровых шламов из рекультивируемых и нереккультивируемых амбаров. Тез.докл. Первого съезда токсикологов России, 1998. 301 с.

- 9 Леса Западной Сибири и нефтегазовый комплекс. В.Н.Седых [Электронный ресурс] URL: <http://www.np-kb.ru/2016-05-28-11-12-18>
- 10 Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранения нефти и газа. 1981. 188 с.
- 11 Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. Дело, 2006. 552 с.
- 12 // Специализированный журнал «Бурение и Нефть», Ноябрь 2004. С. 38-41.
- 13 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. 632 с.
- 14 Циркуляционная система очистки бурового раствора [Электронный ресурс] // - TSC – HL Energy Technology Co., LTD: [сайт]. [2017]. URL: http://www.mtrans-rf.net/tsc/category_13.html (дата обращения: 16.02.2017).
- 15 Романенко С.В., Анищенко Ю.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ. Томского политехнического университета, 2016. 11 с.
- 16 "Экожилсервис", ФГБОУ ВПО "Пермский национальный исследовательский политехнический университет". ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». 2017. Взамен ГОСТ 12.0.003-74.
- 17 СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 18 ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 19 44. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
- 20 ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

- 21 45. СН 2.2.4/2.1.8.566. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 1997.
- 22 ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 23 ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
- 24 Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 45н «Об утверждении норм и условий бесплатной выдачи работникам, занятым на работах с вредными условиями труда, молока или других равноценных пищевых продуктов».