



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,

специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ВАСЮГАНСКУЮ СВИТУ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23:622.276

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич		16.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		20.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		16.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			16.06.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		20.06.2023

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП/ОПОП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Васюганскую свиту нефтяного месторождения	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№40-8/с от 09.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)

1. Геологические условия бурения
2. Интервал отбора керна: -
3. Тип профиля: наклонно-направленный S-образный
4. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта $T1=1000$ м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 60 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубину спуска ГНО определить
5. Минимальный уровень жидкости в скважине: нижняя точка установки ГНО
6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать
7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый
8. Конструкция забоя: закрытый забой
9. Способ освоения скважины (выбрать): перфорация с последующей интенсификацией
ГРП/свабирование/компрессирование/струйный насос

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников 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>	1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ 1.1. Геологическая характеристика разреза скважины 1.2. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Проектирование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Проектирование процессов углубления скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор типа калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения 2.4.4.2. Освоение скважины 2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
--	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич		10.02.2023



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Васюганскую свиту нефтяного месторождения
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
22.04.2023	3. Специальный вопрос	20
13.06.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
14.06.2023	5. Социальная ответственность	15

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц, 21 таблиц, 10 рисунков, 13 формул, 10 приложений, 21 литературный источник.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, конструкция скважины, буровой раствор, цементирование, заканчивание скважин, буровая установка.

Объектом исследования является нефтяное месторождение на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины на Васюганскую свиту нефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 2810 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС», использовано программное обеспечение ООО «Бурсофтпроект».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Геологические условия бурения.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	18
1.3 Зоны возможных осложнений	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	21
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементировани	24
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	25
2.3 Углубление скважины.....	27
2.3.1 Выбор способа бурения.....	27
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	28
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	29
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	30
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	31
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	33
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	34
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	35
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	37
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	37

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	41
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	42
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	42
2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов ..	42
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	43
2.4.2.4 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	44
2.4.2.5 Гидравлический расчет цементирования скважины	44
2.4.2.5.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	44
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	46
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения.....	46
2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры	47
2.4.4.3 Вызов притока	48
2.5 Выбор буровой установки.....	51
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Проблема недоспуска обсадных колонн и основные способы ее решения».....	52
3.1 Подготовка обсадных труб.....	52
3.2 Подготовка вышки и бурового оборудования	52
3.3 Спуск обсадной колонны в скважину	54
3.4 Мероприятия по предотвращению недоспуска обсадных колонн	57
3.4.1 Спуск длинных колонн секционным способом.....	58
3.4.2 Спуск с вращением обсадной колонны	60
3.4.3 Поплавковый спуск обсадных колонн	61
3.4.4 Шарниры скажинные	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	65

4.1 Основные направления деятельности предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания» город Томск.....	65
4.2 Организационная структура управления предприятием.....	66
4.3 Расчет сметной стоимости буровых растворов	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.2 Производственная безопасность	74
5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего ...	75
5.3 Экологическая безопасность.....	80
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
Список используемой литературы	86
Приложение А	89
Приложение Б	91
Приложение В.....	95
Приложение Г	96
Приложение Д.....	97
Приложение Ж.....	104
Приложение И	106
Приложение К.....	107
Приложение К.....	109
Приложение Л.....	110

ВВЕДЕНИЕ

Практическая работа с месторождениями начинается с сооружения скважин. Без этого невозможно существование нефтегазовой отрасли во всем мире, так как преобладает именно скважинная добыча нефти и газа.

Сооружение скважины не приносит прибыли само по себе, поэтому на этом этапе требуются высокие скорости выполнения поставленных задач.

Проводка скважины в разрезе рассматриваемого объекта бурения является непростой технической задачей. Согласно техническому заданию, требуется спроектировать трех-интервальный профиль с большими протяженностями интервалов стабилизации.

Все предложенные решения должны также позволять безаварийно произвести строительство скважины в непростых заданных условиях.

Целью работы является разработка технического проекта на эксплуатационную наклонно-направленную скважину, полностью соответствующего реальному проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважины на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- анализ горно-геологических условий бурения;
- расчет профиля скважины по заданным техническим заданием условиям;
- выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептов;
- проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

Частной задачей является анализ элементов технологической оснастки обсадной колонны.

СОКРАЩЕНИЯ

БУ – буровая установка;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ММП – многолетнемерзлые породы;

МСП – механическая скорость проходки;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы,
трапецеидальная;

ГНО – глубинное насосное оборудование

ГНВП – газонефтеводопроявление

НКТ – насосно-компрессорная труба

ПВ – пластическая вязкость;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъемные операции;

СВП – силовой верхний привод;

ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками с
комбинированной высадкой;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

УВ – условная вязкость;

ФА – фонтанная арматура;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины с описанием элементов залегания и коэффициентом кавернзности интервалов (усредненным) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициенты кавернзности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	125	Четвертичная	Q	0	0	1,30
125	140	Журавская свита	P2/3	0	0	1,30
140	240	Новомихайловская свита	P2/3	0	0	1,30
240	350	Атлымская свита	P1/3	0	0	1,30
350	390	Чеганская свита	P1/3	0	0	1,30
390	560	Люлинворская свита	P2/2	0	0	1,30
560	655	Талицкая свита	P1	0	0	1,25
655	790	Ганькинская свита	K2	0	0	1,25
790	900	Березовская свита	K2	0	0	1,25
900	935	Кузнецовская свита	K2	0	0	1,25
935	1630	Покурская свита	K1-K2	30'	0	1,25
1630	1680	Алымская свита	K1	30'	0	1,20
1680	2050	Вартовская свита	K1	30'	0	1,20
2050	2315	Мегионская свита	K1	0	0	1,20
2315	2350	Баженовская свита	J3	1°	0	1,20
2350	2360	Георгиевская свита	J3	1°30'	0	1,20
2360	2580	Васюганская свита	J3	1°30'	0	1,20

В таблице 2 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 2 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мдарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и. п.)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	125	пески супеси суглинки глины	2,1-2,3	-	-	-	-	Мягкая
P2/3	125	140	глины пески	2,1-2,3	-	-	-	-	Мягкая
P2/3	140	240	глины пески	2,1-2,32	-	-	-	-	Мягкая
P1/3	240	350	пески прослой бурые глины	2,1-2,3	-	-	-	-	Мягкая
P1/3	350	390	глины алевролиты	2,3-2,3	-	-	-	-	Мягкая
P2/2	390	560	глины опоки	2,3-2,35	-	-	-	-	Мягкая
P1	560	655	глины алевролиты	2,3-2,3	-	-	-	-	Мягкая
K2	655	790	глины	2,32-2,32	-	-	-	-	Мягкая

Продолжение таблицы 2 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K2	790	900	глины опоки	2,35-2,35	-	-	-	-	Мягкая
K2	900	935	глины известняк	2,35-2,35	-	-	-	-	Мягкая
K1-K2	935	1630	глины пески алевролиты	2,15-2,35	29	0-1,0	20	0-15	Мягкая +Средняя
K1	1630	1680	аргиллиты	2,1-2,3	26	0-0,282	7-19	2-8	Средняя
K1	1680	2050	пески слюдистые песчаники	2,1-2,3	26-28	0-0,844	7-19	2-8	Средняя
K1	2050	2315	аргиллиты, песчаники	2,1-2,3	24-26	0-0,490	7-19	2-8	Средняя
J3	2315	2350	аргиллиты, песчаники, алевролиты	2,4-2,4	0-0	0-0	7-19	0-10	Средняя
J3	2350	2360	аргиллиты	2,4-2,4	0-0	0-0	7-19	0-6	Средняя
J3	2360	2580	аргиллиты, песчаники	2,18-2,4	0-20	0-0,2	7-19	0-10	Средняя

Градиенты давлений и температуры залегания пород по разрезу скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления											
	от (верх)	до (низ)	пластового		источ- ник полу- чения	гидроразрыва пород		источ- ник полу- чения	горного давления		источ- ник полу- чения	геотермический		источ- ник полу- чения
			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q+K2	0	700	0,100	0,100	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	1,0	1,0	РФЗ
K2+K1	700	935	0,100	0,100	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	1,0	1,0	РФЗ
K	935	1650	0,102	0,102	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	1,0	1,0	РФЗ
K1(AB1)	1650	1680	0,103	0,103	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
K[	1680	1700	0,104	0,104	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
K1 (AB2-3)	1700	1730	0,104	0,104	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
K1 (AB4-7)	1732	1760	0,104	0,104	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
K1	1760	2080	0,104	0,104	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
K1(БВ8)	2080	2120	0,104	0,104	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
K1	2120	2190	0,104	0,104	РФЗ	0,195	0,195	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
K1(БВ10)	2190	2230	0,104	0,104	РФЗ	0,195	0,195	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
J3	2315	2350	0,105	0,105	РФЗ	0,195	0,195	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
J3	2350	2360	0,105	0,105	РФЗ	0,195	0,195	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ
J3	2360	2580	0,104	0,104	РФЗ	0,195	0,195	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	3,0	3,0	РФЗ

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

В таблице 4 представлена характеристика газонефтеводоносности вскрываемых пластов.

Таблица 4 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Репрессия при вскрытии гс/см ²	Депрессия при испытании гс/см ²	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	7	8	9	10	11
AB ₁	1650	1680	поровый	0,010	20	80	140	15
AB ₂₋₃ AB ₂₋₃	1700	1730	поровый	0,010	20	80	100	18
AB ₄₋₇	1732	1760	поровый	0,010	21	80	100-200	19
BB ₈	2080	2120	поровый	0,0223	21	100	52-160	20
BB ₁₀	2190	2230	поровый	0,0223	25	105	140-180	23
ЮВ ₁	2530	2555	поровый	0,0223	26	80	66	16

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 5 – Ожидаемые осложнения и их характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Условия возникновения	Характер проявления	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до			
Меловая	935	1820	Сужение ствола скважины	увеличение глинистой корки, разбухание глин	Соответствие плотности бурового раствора
Меловая	935	1820	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проверка ходимости компоновки
Меловая	1820	2280	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проработка ствола скважины
Юрская	2280	2600	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проработка ствола скважины

Таблица 6 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т. п.)	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
Меловая	1650	1680	нефть, газ	продуктивные пласты, отклонение параметров бурового раствора от проектных	Наличие нефтяной пленки, забойное газирование	Сокращение времени бурения
Меловая	1700	1730	нефть, газ	продуктивные пласты, отклонение параметров бурового раствора от проектных	наличие нефтяной пленки, забойное газирование раствора	соответствие плотности бурового раствора
Меловая	1732	1760	нефть, газ	продуктивные пласты, отклонение параметров бурового раствора от проектных	наличие нефтяной пленки, забойное газирование раствора	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

В техническом задании были сформулированы следующие условия:

Угол входа в пласт не менее 80° , длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта $T_1=1000$ м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 60 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубину спуска ГНО определить.

Руководствуясь этим, выбираем тип профиля: наклонно-направленный.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль ствола представлен на рисунке А.1 приложения А.

2.2 Проектирование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя понимается система скважина-крепь в интервале продуктивного пласта. Конструкция забоя должна обеспечивать устойчивость ствола, разобщение нефтенапорных и водонапорных горизонтов, а также максимально возможное дренирование в призабойной

зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида. Согласно техническому заданию на проектирование, проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений, по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

На рисунке 1 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного месторождения.

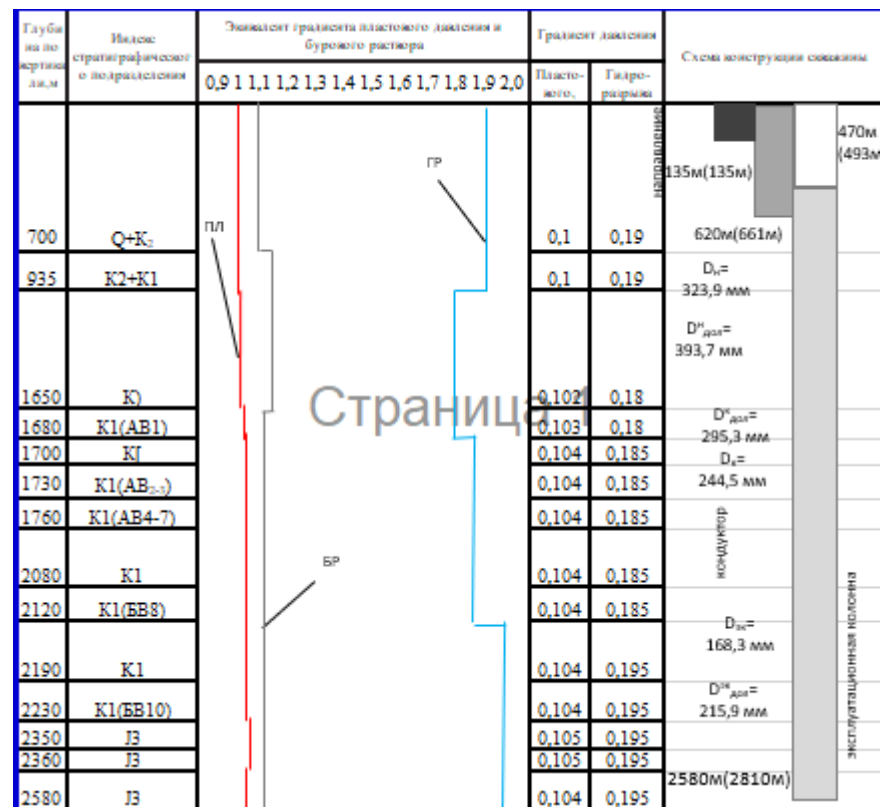


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения, в разрезе отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление служит для перекрытия четвертичных отложений и обеспечения устойчивости горных пород вокруг устья при бурении под дальнейшие интервалы. Рекомендуется направлением перекрывать четвертичные отложения с запасом в 10 м. Так как по данному стратиграфическому делению интервал четвертичных отложений простирается до глубины 125 м, принимаем глубину спуска обсадной колонны 135 м (135 м по стволу).

Спуск кондуктора определяется совокупностью нескольких факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывают зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю ₁₁ *	Ю ₁₂	Ю ₁₃	Ю ₁₄	Ю ₁₅	Ю ₁₆
L _{кр}	1650	1700	1732	2080	2190	2530
Г _{пл}	0,103	0,104	0,104	0,104	0,104	0,105
Г _{грп}	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
ρ _н	860	860	880	850	844	817
Расчетные значения						
Пластовое давление	169,95	176,8	180,128	216,32	227,76	265,65
L _{конд min}	320	340	320	440	470	620
запас	1,10	1,08	1,08	1,09	1,09	1,08
Принимаемая глубина	620					

где $L_{кр}$ — Глубина кровли продуктивного пласта, м

$\Gamma_{пл}$ — Градиент пластового давления, атм/м

$\Gamma_{грп}$ — Градиент давления гидроразрыва, атм/м

ρ_n — Плотность нефти, кг/м³

$P_{пл}$ — Пластовое давление, атм

$L_{конт\ min}$ — Минимальная глубина спуска кондуктора, м

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 620 м (661 м).

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 25 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2580 м (2810 м).

2.2.4 Выбор интервалов цементировани

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 135 м (135 м по стволу);
- кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 620 м (661 м по стволу);
- эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования составит 470-2580 м (493-2810 м по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна.

Исходя из максимального дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

Кондуктор

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Направление

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонны, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье. Результаты расчета представлены в таблице 8.

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК1-14-168х245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки: ОП5-230/80х35.

Таблица 8 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	19,36	18,15	21,78	22,99	24,20	27,83
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	17,60	16,50	19,80	20,90	22,00	25,30
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	2,75	3,00	2,71	3,87	4,20	5,53
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	16,00	15,00	18,00	19,00	20,00	23,00
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	16,67	17,34	17,66	21,21	22,34	25,80
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$grad P_{пл}$	0,0101	0,0102	0,0102	0,0102	0,0102	0,0102
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	860	860	880	850	844	817
Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1650	1700	1732	2080	2190	2530
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	16	15	18	19	20	23
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	1571,01	1422,86	1770,86	1814,52	1907,91	2180,24

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК1-14-168х245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки: ОП5-230/80х35.

2.3 Углубление скважины

В проектирование технологии процессов углубления входят: выбор породоразрушающего инструмента, подбор оптимальных режимов бурения, типов бурового раствора, компоновки бурильной колонны, гидравлической программы промывки.

Основным требованием к выбору параметров, является необходимость обеспечения успешной проводки скважины, с максимально возможными технико-экономическими показателями.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород.

Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением СВП и винтовых забойных двигателей для создания необходимой частоты, обеспечения максимальной механической скорости и снижения нагрузки на бурильные трубы.

Данные по способам бурения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	135	Роторный
135	661	ВЗД
661	2810	ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Исходя из физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы породоразрушающего инструмента.

PDC долота для интервала бурения направление, под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как эти долота позволяют создавать максимальную скорость бурения, при минимальном количестве СПО и являются хорошо управляемыми, что необходимо для сооружения данной скважины.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-135	135-620	620-2580
Шифр долота		TD-393,7 SVD 519-1. 2	TD-295,3 SVD 519-T1. 2	TD-215,9 SVD 713-1. 2
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	МС+С
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3-177н	3-152н	3-117н
	API	-	-	-
Длина, м		0,4	0,3	0,2
Масса, кг		170	88	37
G, тс	Рекомендуемая	3-16	3-14	5-12
	Максимальная	16	14	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-300	40-300
	Максимальная	300	300	300

где n – частота вращения, об/мин

G – нагрузка на долото, тс

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной.

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-135	135-620	620-2580
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, Т	16	14	12
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, Т	12,8	11,2	9,6
$G_{проект}$, Т	8	11	7

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$ – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$ – спроектированная нагрузка на долото, т.

При бурении интервала под направление, проектируем осевую нагрузку 8 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения.

При бурении интервала под кондуктор, проектируем осевую нагрузку также 11 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения.

При бурении интервала под эксплуатационную колонну проектируем осевую нагрузку, равную 7 тонн, во избежание баклинг-эффекта и обеспечения максимально возможной скорости бурения.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения ПРИ проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [1].

В интервале бурения под направление (0-90 м) запроектировано значительно меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено ограничениями частоты вращения, вызванными конструктивными особенностями долота. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну были выбраны величины, обеспечивающие оптимальную скорость для работы с ВЗД.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве.

Результаты расчётов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчёта частоты вращения

Интервал, м		0-135	135-620	620-2580
Исходные данные				
V_d , м/с		2	2	1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		97	129	88
$n_{\text{стат}}$, об/мин		40-80	100-180	140-200
$n_{\text{проект}}$, об/мин		80	120	140

где V_d – линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – расчётное значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – спроектированная частота вращения долота, об/мин

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-135	135-620	620-2580
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65	0,55
K_k	1,3	1,3	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,13
V_m , м/ч	40	30	26
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0206	0,0127	0,0079
n	7	7	7
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,18	1,16	1,14
ρ_n , г/см ³	2,2	2,25	2,35
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	44	20
Q_2 , л/с	85	39	19
Q_3 , л/с	55	28	24
Q_4 , л/с	85	52	33
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	55-85	28-52	19-33
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}$, л/с	55	40	21

где K_k – коэффициент кавернозности;

V_m – механическая скорость бурения, м/ч;

$d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{нmax}$ – диаметр насадок долота, м;

n – число насадок на долоте;

$V_{кпмин}$ – минимальная скорость подъема шлама в кольцевом пространстве, м/с;

ρ_p – расчетная плотность бурового раствора, г/см³;

ρ_n – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;

$S_{зab}$ – площадь забоя скважины, м²;

S_{max} – максимальная площадь затрубного пространства, м²;

D_c – диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности, м;

Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;

Q_2 – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 55 л/с для обеспечения качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 40 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 21 л/с, что обеспечит

качественную очистку забоя, вынос шлама, стабильную работу ВЗД и предотвратит осложнения.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигатель выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчётные параметры для проектирования забойного двигателя по интервалам, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчётные параметры для проектирования ГЗД

Интервал, м		0-135	135-620	620-2580
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G_{oc} , кН		69	78	108
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	236	173
M_p , Н*м		-	4133	1990
M_o , Н*м		-	148	108
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	27

где G_{oc} – осевая нагрузка, т;

Q – расчётный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН;

$D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

M_p – момент силы, необходимый для вращения нагруженного долота, Н·м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/кН.

Для интервалов бурения 0-135 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить

наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервалов бурения 0-135 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

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
Д-240РС	135-620	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-172РС	620-2580	178	8,5	1270	19-38	80-195	10,6	87-212

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников.

БК должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки;
- 2) Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причём с минимальными гидравлическими потерями;
- 3) Минимальные затраты времени при СПО, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В таблице Б.1 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблице Б.2-Б4 приложения Б.

В приложениях В и Г представлены геолого-технический наряд для бурения эксплуатационной наклонно-направленной скважины, а также графическое изображение КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность химических реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Направление

Для бурения под направления выбран бентонитовый буровой раствор с плотностью 1,19 г/см³. Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует

стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

Кондуктор

Для бурения под кондуктор так же был выбран бентонитовый буровой раствор с плотностью 1,17 г/см³ Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

Эксплуатационная колонна

Для бурения интервала под эксплуатационную колонны используем KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор. Выбор данного раствора обосновывается тем, что данный разрез представлен суглинками, песчаниками, аргилитами, а также этот раствор не загрязнит продуктивный пласт в процессе бурения. Плотность берем расчетные, утяжеление производим баритом.

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблицах Д.1-Д.2 приложения Д.

Технологические параметры применяемых буровых растворов приведены в таблицах Д.3-Д.5 приложения Д.

В таблицах Д.6-Д.9 приложения Д представлены результаты расчета потребного количества бурового раствора и химических реагентов.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Ж.1-Ж.3 приложения Ж соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Для расчета обсадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 17 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м³ продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м³

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2, 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для кондуктора и эксплуатационной колонны соответственно.

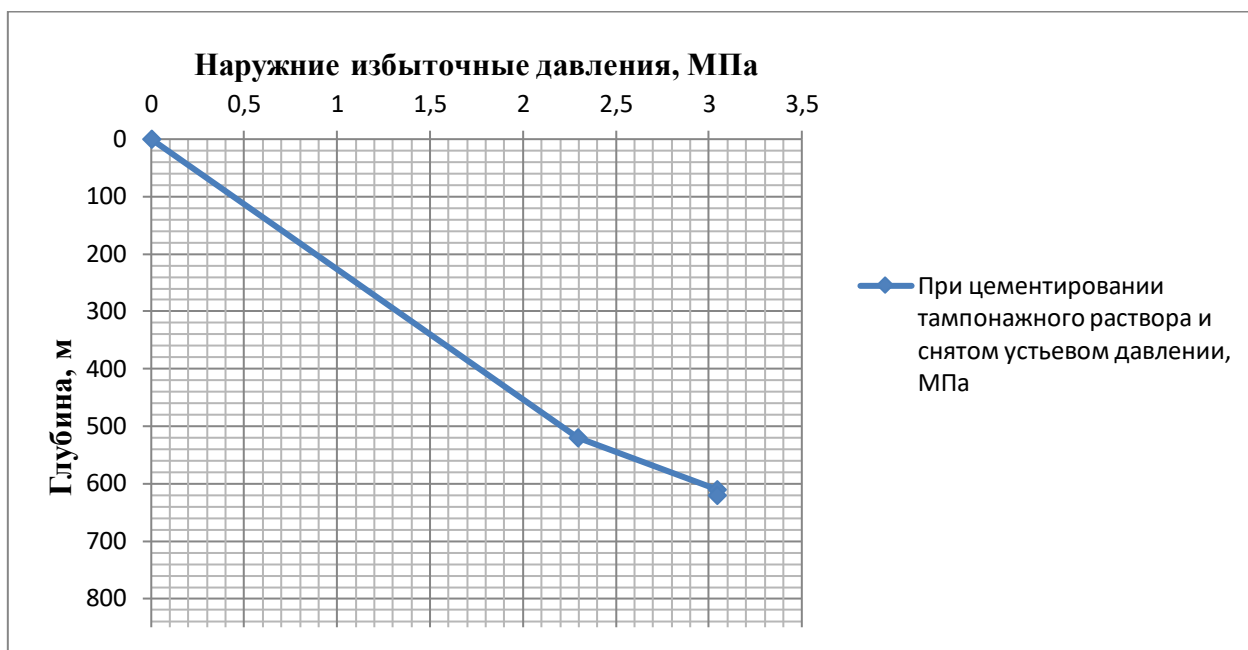


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

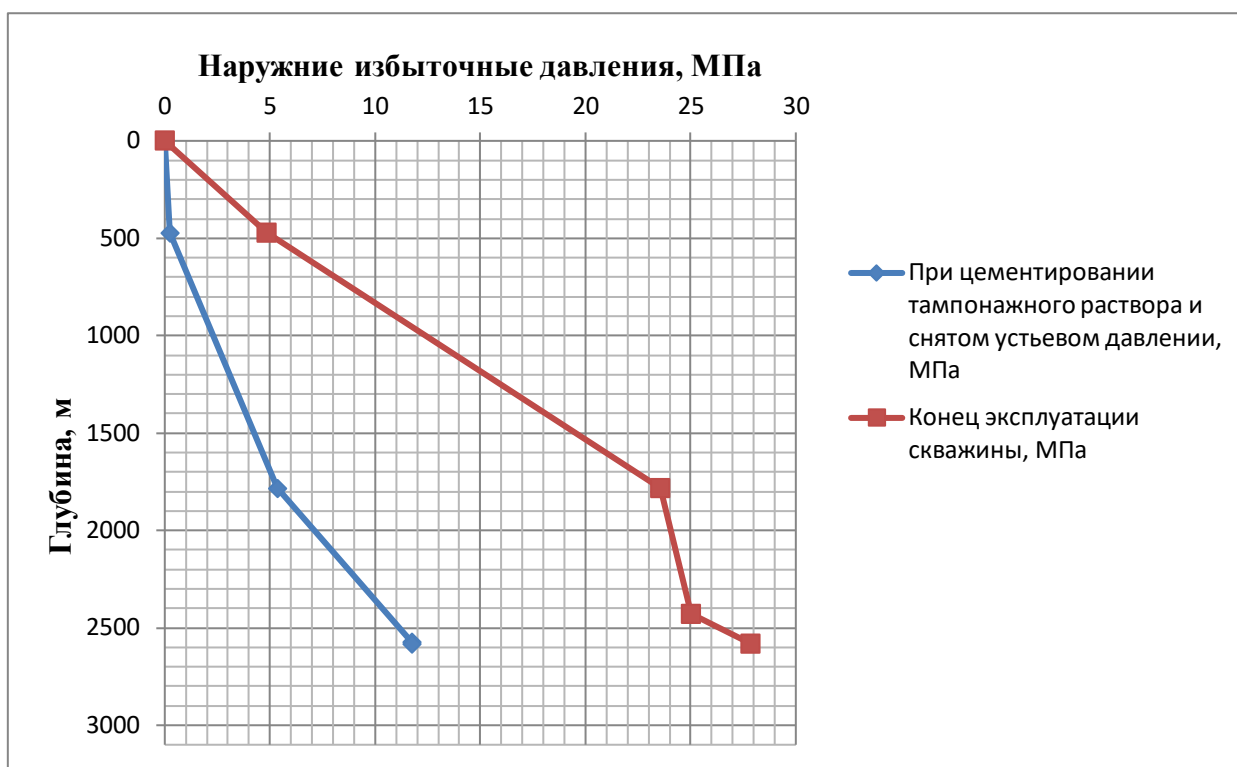


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства. Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений, для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 4, 5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина-внутреннее

избыточное давление» для кондуктора и эксплуатационной колонны соответственно.

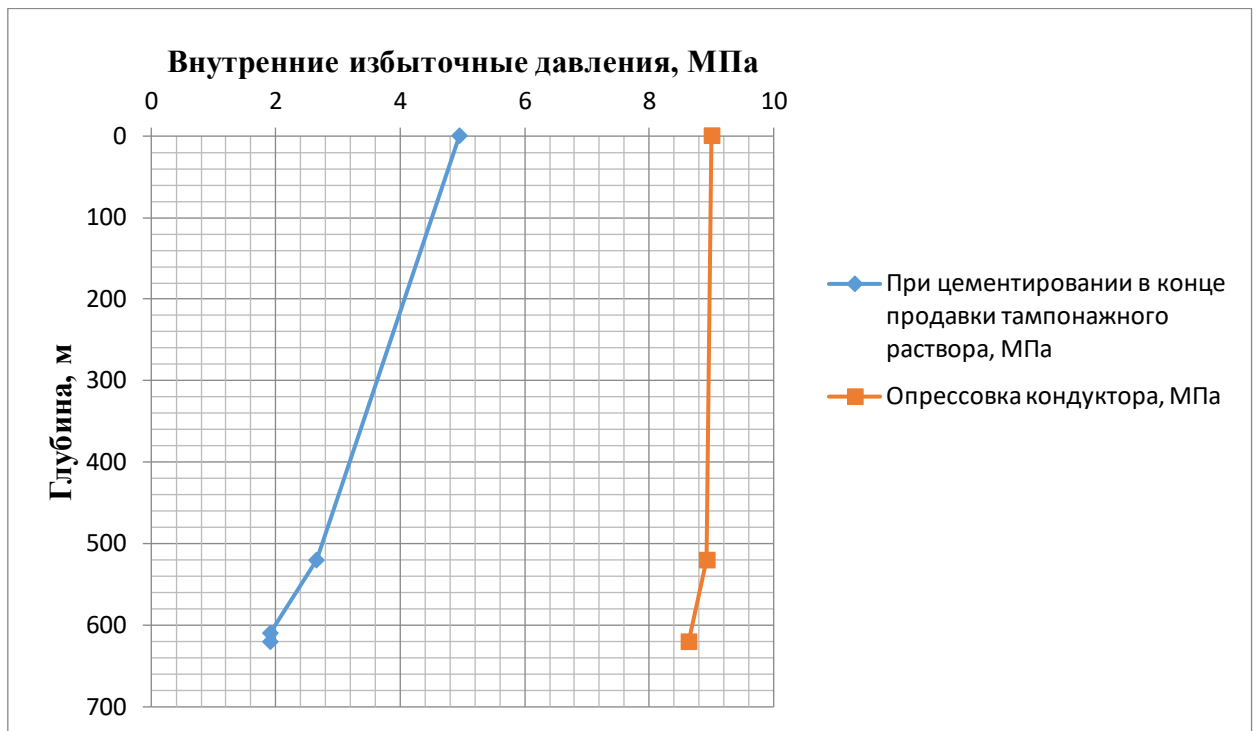


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

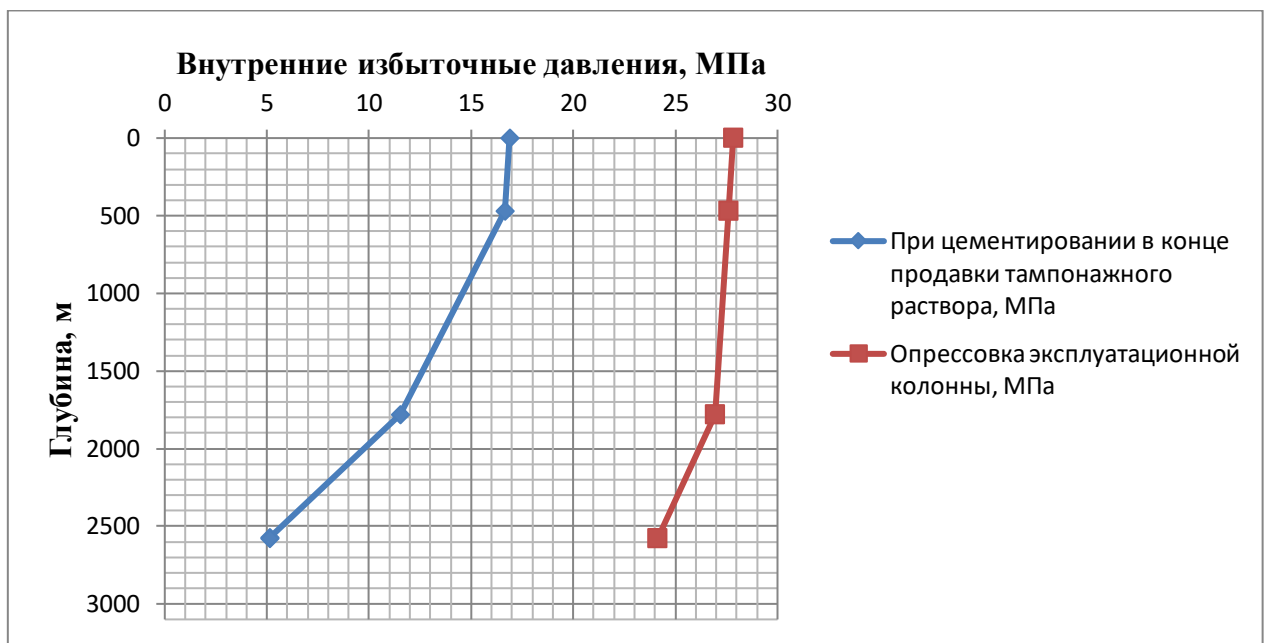


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями, влияющими на выбор группы прочности, толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а также недопущения страгивания в замковом соединении.

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо-вого соединения	Группа прочнос-ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установ-ки, м
					1 м трубы	секций	суммар-ный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	135	67,2	9072	9072	0-135

Продолжение таблицы 16

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установ-ки, м
					1 м трубы	секций	суммар-ный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	620	47,2	29264	29264	0-620
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	1052	41,4	40572	137784	2810-1758
2	ОТТМ	Д	8,9	1758	35,4	97212		1758-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора (1):

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп} \quad (1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

40,77 МПа < 51,07 МПа. Условие выполняется, следовательно, применяется одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{тк\ вн}^2 - D_{эк\ н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + D_{эк\ вн}^2 \cdot l_{см}] / 4 \quad (2)$$

где $D_{эк\ д}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности;

$D_{эк\ н}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

L – длина эксплуатационной колонны, м;

$L_{к}$ – длина кондуктора, м;

$D_{к\ вн}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

L_1 – глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{\text{ЭК ВН 2}}$ – внутренний диаметр второй секции эксплуатационной колонны, м;

$l_{\text{ст}}$ – высота цементного стакана, м.

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора ($V_{\text{тр обл}}$) и раствора нормальной плотности ($V_{\text{тр норм}}$):

$$V_{\text{тр}} = V_{\text{тр обл}} + V_{\text{тр норм}} \quad (3)$$

Объём облегченного раствора и раствора нормальной плотности рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{тр обл}} = \pi \cdot [(D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1)) + ((D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - h_2 - L_{\text{тк}}))] / 4 \quad (4)$$

где h_2 – высота тампонажного раствора нормальной плотности, м.

$$V_{\text{тр норм}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot h_2 + D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4 \quad (5)$$

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объём буферной жидкости для цементирования обсадной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{\text{б.ж.}} = S_{\text{к.п.о.с.}} \cdot V_{\text{к.п.}} \cdot t, \quad (6)$$

где $S_{\text{к.п.о.с.}}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытостволе, м²;

$V_{\text{к.п.}}$ – скорость восходящего потока (0,5-0,8 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

Расчет необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(D_{\text{эк вн}}^2 \cdot L) - (D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4 \quad (7)$$

где $k_{\text{прод}}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (1,03);

$d_{\text{эк вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

L – длина эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{эк вн 2}}$ – внутренний диаметр второй секции эксплуатационной колонны, м;

$h_{\text{ст}}$ – высота цементного стакана, м.

2.4.2.4 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфовую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

В таблицах И.1-И.2 приложения И представлены результаты расчетов.

2.4.2.5 Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.5.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Исходя из общей массы тампонажной смеси, расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных машин:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (8)$$

где $G_{\text{сух}}$ – масса сухого тампонажного раствора, т;

$G_{\text{б}}$ – вместимость бункера, т.

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 17 представлены результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования.

Таблица 17 – Результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Кондуктор	2	1
Эксплуатационная колонна	3	2

Таким образом, для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительные машины для облегченного тампонажного раствора и три для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементирующей техники представлена на рисунках К.1-К.2 приложения К.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;
- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;
- турбулизаторы.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице Л.1 приложения Л.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Жидкость глушения должна обеспечивать в первую очередь необходимую репрессию на пласт, для предотвращения поступления флюида в скважину, а также сохранять коллекторские свойства пласта.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для нефтяного пласта, который будет подвержен испытанию, по формуле 8:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1092 \text{ кг/м}^3, \quad (9)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,0102 \cdot 10^6 \cdot 2595}{9,81 \cdot 2595} = 1092 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 9.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) \quad (10)$$

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{\text{вн.эк}}$ – внутренний объем ЭК, м³,

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (0 + 47,731) = 95,46 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{эк}} = (\pi * D^2 / 4) * H \quad (11)$$

$V_{\text{эк}}$ – обозначает объем эксплуатационных колонн скважины

π – 3,14

D – обозначает диаметр колонны

H – показывает число, определяющее глубину столба

$$V_{\text{внэк}} = 2 * 0,785 * 10^{-6} * (2810 * (168,3 - 2 * 10,9)^2) = 47,731 \text{ м}^3$$

Требуемый объем жидкости глушения равен:

$$V_{\text{ж.г.}} = 95,46 \text{ м}^3$$

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких

давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем фонтанную арматуру АФ1-80/65х35

2.4.4.3 Вызов притока

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин.

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- уменьшение плотности жидкости в скважине;
- снижение уровня жидкости в скважине;
- снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью

струйных насосов.

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления

забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта. Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удастся извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

Струйная насосная установка – насосная система, которая состоит из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП. Погружное оборудование включает струйный насос с посадочным узлом. При эксплуатации струйных насосных установок (СНУ) одной из главных задач является создание надежного контроля за герметичностью основных элементов погружного оборудования.

При любой схеме компоновки погружного оборудования комплекс "скважина – СНУ" содержит три смежных полости с различными давлениями движущейся в них жидкости. Каждая из полостей гидравлически связана с погружным струйным насосом. Для однетрубной схемы СНУ с пакером, по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) к струйному насосу движется рабочая жидкость высокого давления. В подпакерном пространстве движется инжектируемая жидкость низкого давления. В затрубном надпакерном пространстве – выходящий из струйного насоса смешанный поток. В пространстве давление определяется весом столба газожидкостной смеси над струйным насосом и гидравлическими потерями. Одним из важных условий нормальной эксплуатации СНУ является герметичность элементов погружного оборудования. Основной операцией при запуске СНУ в работу является контроль герметичности. Схема оборудования скважины струйной насосной установкой показана на рисунке 6

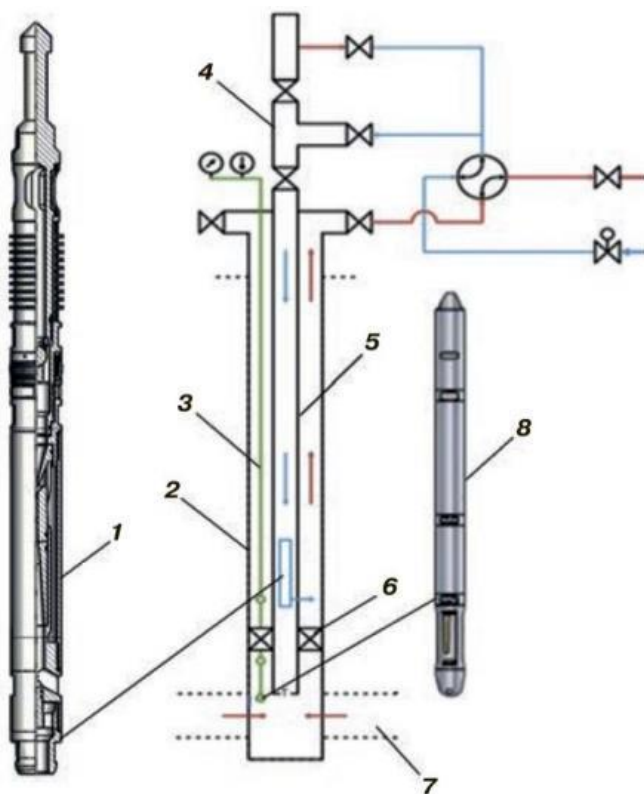


Рисунок 6 – Схема оборудования скважины установкой струйного насоса:

1 – струйный насос; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – кабель; 4 – устьевая арматура; 5 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 6 – пакер; 7 – пласт; 8 – блок забойной телеметрии

При эксплуатации данных компоновок рабочая жидкость от системы ППД нагнетается через НКТ в сопло струйного насоса, а смешанный поток рабочей жидкости и продукции пласта поднимается на поверхность по затрубному пространству.

С помощью телеметрической системы проводятся замеры давлений под пакером (в приемной камере струйного насоса) и над ним (на выходе из диффузора струйного насоса). Замеры передаются на поверхность по кабелю. При необходимости погружной струйный насос можно извлечь из скважины для замены проточной части гидравлическим способом. Это происходит за счет переключения нагнетания воды с прямой схемы закачки на обратную, через затрубное пространство.

Спуск струйного насоса на забой осуществляются также гидравлическим путем при закачке воды в НКТ. При замене скважинного оборудования это позволяет исключить дорогостоящий текущий ремонт и глушение скважины, что существенно повышает межремонтный период (МРП) работы скважины. В аварийных ситуациях застрявший струйный насос из скважины извлекают за ловильную головку с помощью канатной техники.

Для освоения скважины была выбрана установка УЭОС-5. Основные характеристики установки:

- Освоение скважин;
- Добыча нефти;
- Глубокое дренирование и очистка пласта;
- Проходное отверстие – 51 мм;
- Глубина спуска – до 4 000 м;
- Габаритные размеры – не более 108х800 мм.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3200/200 ЭУК-2М2.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	118,46	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 118,46$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	134,43	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 134,43$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	154,0	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 154 = 1,30 > 1$

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Проблема недоспуска обсадных колонн и основные способы ее решения»

3.1 Подготовка обсадных труб

Обсадные трубы, предназначенные для спуска в скважину, за 2...4 дня до спуска доставляются на буровую установку. Погрузку и разгрузку обсадных труб при перевозке с базы технического снабжения на трубную базу и скважину необходимо производить только по специальным накатам или автокраном. Разгрузка обсадных труб путем сбрасывания категорически запрещается. Доставленные на буровую обсадные трубы осматривают для отбраковки негодных.

При осмотре труб необходимо обращать внимание на кривизну, наличие плен, расслоение металла, деформацию муфт и нарезанных концов. Трубы проверяют на овальность и шаблонируют, а затем укладывают на приемном мосту в штабель в порядке последовательности спуска их в скважину, при этом каждую трубу нумеруют, измеряют стальной рулеткой (длину каждой трубы следует определять от свободного торца муфт или от торца муфтовой части трубы до того места на конце трубы с наружной резьбой, которое соответствует положению торца муфты при закреплении соединения), а результаты замера записывают мелом на трубе и на листе

3.2 Подготовка вышки и бурового оборудования

Перед началом спуска колонны тщательно проверяют состояние вышки и бурового оборудования. При осмотре вышки все дефекты и нарушения в соединениях отдельных узлов, поясов, диагоналей и крепления опор немедленно устраняют. Проверяют вертикальность вышки и равномерность натяга угловых оттяжек.

При проверке лебедки и привода обращают внимание на прочность крепления лебедки, редуктора и двигателей к фундаментам, на состояние

цепных колес, кулачковых сцеплений, шпонок и тормозов. Для предупреждения осложнений с талевой системой проверяют диаметр работающего талевого каната и возможность спуска обсадной колонны на этом канате и оснастке; в случае необходимости талевый канат заменяют новым перед последней промывкой скважины. Особенно тщательно должно быть проверено состояние крюка, талевого блока, кронблока и индикатора массы (веса). При подготовке буровых насосов к спуску и цементированию колонны проверяют состояние штоков, сальниковой набивки, гнезд, клапанов, соединений в приводной части и все замеченные дефекты ликвидируют, а сработанные детали заменяют новыми. Готовность двигателей выясняют по их состоянию, возможности работы в тяжелых условиях спуска обсадной колонны и продавки цементного раствора при высоком давлении.

Подготовка скважины к спуску обсадной колонны. К началу спуска колонны в скважине должны быть завершены все исследовательские и измерительные работы (каротажи, кавернометрия, инклинометрия, опробование перспективных объектов и т.д.). Перед последней промывкой скважины бурильные трубы подвергают контрольному замеру при помощи стальной рулетки. Места сужения ствола по данным кавернометра прорабатывают со скоростью 20... 50 м/ч. Перед проработкой по согласованию с геологической службой к раствору добавляется нефть или другие вещества, снижающие липкость глинистой корки. При промывке перед спуском колонны параметры бурового раствора тщательно контролируются и доводятся до установленной для данной скважины нормы. После проработки и промывки скважины ствол ее часто шаблонируют. Для этой цели в скважину спускают на бурильной колонне компоновку из трех-четырех обсадных труб и убеждаются в том, что они доходят до забоя посадок. По окончании шаблонирования скважину промывают, длительность промывки — один-два цикла циркуляции. В период подготовки ствола скважины к спуску колонны в буровой проверяются необходимые для этой операции инструменты и материалы: три исправных и проверенных элеватора, три точно пригнанных

шарнирных ключа, запасной комплект клиньев; комплект штропов, круговой ключ для обсадных труб, пеньковый канат; белила (сурик) или другая смазка, олифа, гвозди и др. Все подготовительные работы по спуску обсадной колонны производятся в период проработки и промывки скважины.

3.3 Спуск обсадной колонны в скважину

Этот процесс, как правило, должен осуществляться в один прием (одной сплошной секцией). Допускается спуск колонны двумя секциями с применением стыковочных устройств, спрессованных перед спуском в скважину на давление, обеспечивающее испытание колонн на герметичность.

Работа по спуску обсадной колонны должна быть организована так, чтобы каждый член буровой бригады четко выполнял свои обязанности. Во избежание несчастных случаев при пуске обсадной колонны в скважину все члены бригады должны быть тщательно проинструктированы, рабочее место должно быть очищено от посторонних предметов. Работами по спуску колонны должно руководить одно лицо — буровой мастер, ответственный за работу по спуску колонны согласно разработанному техническому плану.

При организации рабочего места и расстановке рабочей силы для спуска обсадной колонны в каждой вахте выделяется лицо, ответственное за проведение повторного шаблонирования каждой трубы, сохранность шаблона во время спуска колонны и проверку соблюдения установленного порядка спуска труб. Колонну должны спускать при помощи клиновых захватов или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска. Можно использовать элеваторы для спуска в скважину обсадных труб, когда масса их недостаточна, а также при спуске тяжелых колонн, когда предварительно (до спуска колонны) док-реплены муфты заводского крепления, или используются трубы с муфтами, навинченными на специальных клеевых смазках.

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн в газовых скважинах следует применять в качестве смазки специальные уплотнительные составы. Применять графитовую смазку или смазку, составленную из цинковых белил и сурика, на газовых скважинах запрещается. Для предотвращения расслабления муфтового соединения промежуточной колонны и кондуктора от последующего воздействия на них бурильной колонны первые 5... 10 труб от башмака после закрепления их машинными ключами приваривают. Во избежание смятия колонны при спуске ее с обратным клапаном каждую навинченную трубу после снятия ее с клиньев или элеваторов спускают с такой скоростью, чтобы стрелка индикатора массы (веса) колебалась в пределах пяти делений.

При наличии обратного клапана колонну во время спуска заполняют глинистым раствором через каждые 100...200 м. Чтобы избежать образования воздушной пробки, колонну следует заполнять при 50 %-й подаче насосов. В процессе спуска обсадной колонны устанавливают систематический контроль за плотностью и вязкостью вытесняемого из скважины глинистого раствора. В случае появления признаков газирования глинистого раствора в муфту последней трубы ввинчивают заливочную головку и разгазированный раствор заменяют свежим. Скважину во время спуска промывают в интервалах, предусмотренных планом спуска. Продолжительность промывки не должна превышать одного цикла циркуляции, причем основным критерием для прекращения промежуточной промывки считается необходимое качество и постоянство показателей глинистого раствора по плотности и вязкости и падение давления на манометре до величин, равных гидравлическим сопротивлениям. Режимы спуска обсадной колонны и последующего ее цементирования должны быть рассчитаны таким образом, чтобы не допустить гидроразрыва пород и связанных с ним осложнений. Обсадную колонну в наклонную скважину следует спускать по возможности быстрее. Для этого рекомендуется в период подготовки скважины к креплению собрать часть колонны в колена и установить их за пальцем в буровой вышке. Эти трубы

надо спускать в скважину первыми, причем длина их должна примерно соответствовать глубине спуска промежуточной колонны. Так как при спуске труб колонна испытывает большое трение о стенки скважины, необходимо обращать внимание на изменение нагрузки на крюке. Контроль за спуском обсадной колонны должен осуществляться по записям и замеру длины колонны, а также по записям регистрирующего манометра индикатора массы (веса). В записях замера обсадных труб указываются число спущенных труб и их суммарная длина. Спуск обсадных колонн является одной из трудоемких и ответственных операций, от темпов которой зависит успех всего процесса бурения. В настоящее время довольно широко применяют средства механизации, облегчающие труд рабочих, а также ускоряющие спуск обсадных труб. В процессе подготовки к спуску эксплуатационной колонны ко 2-му и 3-му поясам вышки прикрепляют хомутами две перекладины из насосно-компрессорных труб. Между этими перекладинами на роликах монтируется двухэтажная люлька для верхового рабочего. Люлька может передвигаться как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях. Находящийся в люльке рабочий центрирует обсадные трубы в момент навинчивания.

Для подъема обсадных труб над ротором вместо обычного элеватора применяют легкий шарнирный хомут, подвешиваемый на крюке на двух штропах. Хомут надевают на трубу одновременно со спуском и установкой колонны на ротор. Навинчиваемая труба находится в подвешенном состоянии на хомуте только до тех пор, пока труба не завинчивается на 3... 4 нитки. После этого хомут снимают и продолжают свинчивать при свободном верхнем конце трубы. В случае если в скважину спускают обсадную колонну со сварными соединительными элементами, обсадные трубы над устьем скважины можно сваривать как автоматической, так и полуавтоматической сварочными установками.

3.4 Мероприятия по предотвращению недоспуска обсадных колонн

На заводе-изготовителе тщательно проверяется внешний вид и соответствие труб номинальным геометрическим параметрам, производится их шаблонировка и опрессовка. При успешном прохождении испытаний на резьбы необходимо нанести смазку и навернуть защитные колпаки для предотвращения их повреждения во время хранения и транспортировки труб. При транспортировке и приёме трубы запрещается бросать во избежание деформации. В случае отсутствия документа о прохождении трубами испытаний или при необходимости процедуры, проведённые ранее, могут быть повторены на буровой площадке в специально оборудованном месте. Перед спуском обсадной колонны необходимо определить интервалы осложнения – интервалы, в которых при движении бурильной колонны и геофизических зондов, данным кавернометрии и инклинометрии обнаружены сужения ствола или уступы, которые могут привести к посадке обсадной колонны во время её спуска. Для предупреждения осыпания стенок скважины и заклинивания колонны во время спуска необходимо провести шаблонировку ствола скважины компоновкой без винтового забойного двигателя и телесистемы с жёсткостью, близкой жёсткости самой обсадной колонны. Если же посадки и затяжки бурильной колонны и геофизических зондов значительны, необходимо провести проработку ствола скважины. Перед непосредственным соединением труб во избежание снижения трения и повышения герметичности, на резьбы наносятся герметизирующие материалы:

- смазки УС-1, Р-402, Р-416, Р-113;
- лента ФУМ.

Далее обсадные колонны свинчиваются ключом с моментомером. 26 Момент при свинчивании труб необходимо контролировать, чтобы избежать срыва резьбы или недостаточного момента для герметичного соединения, так как это может привести к падению части обсадных труб. Момент при

свинчивании должен нарастать плавно и составлять 70–150% среднего значения, в обратном случае буровая бригада пытается устранить дефект, а в случае невозможного устранения отбраковывает трубу. В целях предотвращения откручивания и падения обвариваются или склеиваются 5–10 муфтовых соединений низа колонны. Перед спуском обсадной колонны в буровой раствор возможен ввод смазочных пачек, облегчающих прохождение колонны по стволу скважины.

При спуске колонны в скважину, сложенную неустойчивыми породами и пластичными глинами, необходимо применять ингибированные буровые растворы. Использование растворов этого вида позволяют значительно снизить интенсивность перехода породы в буровой раствор, а также повышают устойчивость стенок скважины и снижают вероятность набухания горных пород. Для предупреждения поглощений на протяжении спуска обсадной колонны в скважину необходимо внимательно следить за гидростатическим давлением столба промывочной жидкости в скважине и при необходимости регулировать её реологические и тиксотропные свойства. При наличии потенциальных зон поглощения может производиться кольматация и закупорка пристволенной зоны пласта, а также ввод наполнителей.

Скорость спуска обсадной колонны является важным технологическим параметром. Слишком высокая скорость может привести к посадкам и прихватам обсадной колонны, а также к повреждению технологической оснастки. Также слишком быстрый спуск колонны может создать большое гидравлическое давление, что может привести к загрязнению продуктивных пластов. Поэтому эту скорость держат в пределах 0,3–0,8 м/с, снижая по мере спуска башмака колонны.

3.4.1 Спуск длинных колонн секционным способом

Спуск длинных колонн занимает достаточно количество времени. При этом увеличивается вероятность возникновения осложнений в виде обвалов,

осыпей, прихватов и т. д., которые вызывают недохождение колонны до проектной глубины.

В этих случаях осуществляют спуск колонны в несколько приемов. Секционный спуск колонны осуществляют в следующих случаях:

- когда вес обсадной колонны превышает грузоподъемность буровой установки;
- когда возможно отсутствие циркуляции в течении 1–2 суток, что приведет к осложнениям в стволе скважины;
- когда отсутствует требуемый ассортимент труб, и гидравлическая мощность цементируемых агрегатов не обеспечивает подъема тампонажного раствора на требуемую высоту.

Крепление скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

- перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;
- надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные между собой мощной устойчивой толщей горных пород;
- применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;
- экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

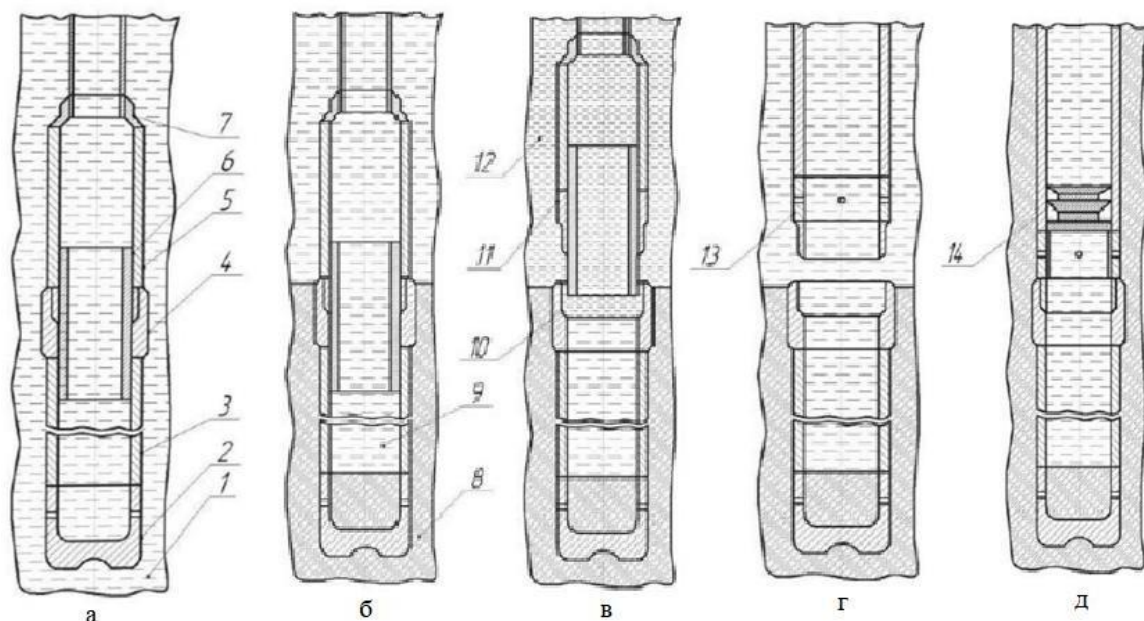


Рисунок 7 – Схема секционного спуска обсадной колонны

3.4.2 Спуск с вращением обсадной колонны

При наличии технической возможности (как правило, при установленном на буровой установке верхнем приводе) проводят спуск с вращением. В качестве башмака обсадной колонны используется специальное долото-башмак, изготавливаемое из легко разбуриваемых металлов (медь, алюминиевый сплав). На устье монтируется переводник с конической резьбы для буровых труб на трапецеидальную для обсадных, либо специальное устройство для захвата по телу трубы. Свинчивание происходит с помощью гидравлического ключа с моментомером. Для увеличения момента смыкания в муфту впрессовывается упорное кольцо необходимого диаметра. Вращение при спуске производится с помощью верхнего привода. Преимущество такого способа спуска колонны заключается в возможности преодолеть интервалы посадок. Применение ССОК позволяет осуществлять расхаживание, вращение, заполнение и циркуляцию обсадных колонн, обеспечивая при этом сокращение времени непроизводительной работы и сопутствующих расходов. Используется с применением верхнего привода.

3.4.3 Поплавковый спуск обсадных колонн

Система AirLock™ позволяет спускать колонну обсадных труб в горизонтальных скважинах. В отличие от обычных систем с башмаком и обратным клапаном, пробка AirLock™ позволяет вертикальной секции обсадной трубы быть заполненной жидкостью, в то время как горизонтальная секция остается заполненной воздухом и держится на плаву. Повышенная плавучесть уменьшает трение скольжения более чем на 50%, в то время как вес вертикальной секции обеспечивает дополнительное усилие для продавки колонны до забоя. Система AirLock™ состоит из двух компонентов: Уплотнительная муфта устанавливается в обсадную колонну выше радиуса искривления, содержит откалиброванное по давлению разрушаемое уплотнение, запирающее воздух в нижней секции. После спуска поверхностное давление увеличивается и уплотнение разрушается, освобождая внутренний диаметр обсадной трубы. Уловитель твердых частиц устанавливается в соединении обсадной трубы выше башмака с обратным клапаном. Частицы уплотнения собираются в уловителе твердых частиц.

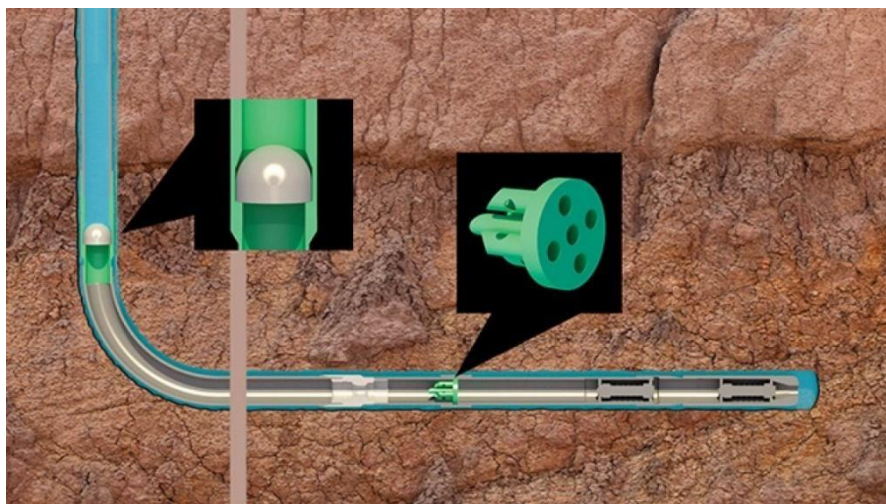


Рисунок 8 – Поплавковый спуск обсадных колонн

3.4.4 Шарниры скажинные

Кривизна стволов скважин вызывает ряд технических затруднений в процессе спуска хвостовика, в значительно искривленных скважинах возрастает вероятность возникновения аварий и все-возможных осложнений. Гибкий скважинный шарнир спроектирован специально для возможности беспрепятственного прохождения в скважине на участках с малым радиусом изгиба и высокой интенсивностью набора угла, без риска деформации базовой трубы и щелевого фильтроэлемента.

Преимущества шарниров скважинных

- Возможность прохождения через участки с малым радиусом изгиба и высокой интенсивностью набора угла, без риска деформации базовой трубы и изменения размера щели фильтроэлемента.
- Сохранение целостности конструкции фильтра при осевом вращении хвостовика на 360° во время спуска в скважину.
- Увеличенная площадь притока
- Высокая степень механического сопротивления, а также сопротивления к коррозии и температурам (на внутреннем уплотнительном соединении - до 327°C)
- Легкий спуск и установка внутри скважины: низкий коэффициент трения, уменьшение риска деформации щелевой решетки фильтра.
- Оптимальный внутренний диаметр промывочного отверстия с возможностью установки инструмента внутри шарнира без риска прихвата.
- Меньшее трение при прохождении участков с нерегулярной интенсивностью кривизны ствола скважины

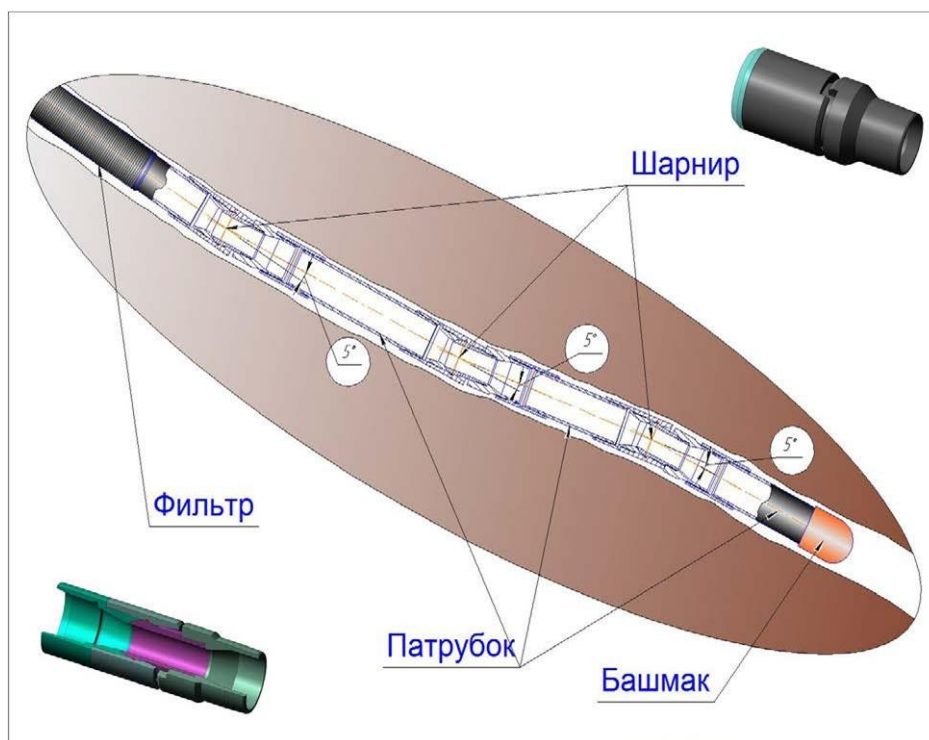


Рисунок 9 – Схема шарнирных скважин

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация 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>	<i>Стоимость компонентов бурового раствора</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Общая характеристика предприятия</i>	<i>Основные направления деятельности предприятия</i>
2. <i>Схема о описание организационной структуры управления предприятием</i>	<i>Организационная структура управления предприятием</i>
3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i>	<i>Расчет сметной стоимости буровых растворов</i>

Перечень графического материала:

1. Организационная структура управления предприятием
--

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания» город Томск

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 том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал АО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. Сегодня в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Сформированная четырнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Ключевыми партнерами ССК являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Руснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум

Девелопмент Н.В.».

АО «Сибирская Сервисная Компания» из города Томск – это предприятие с преобладающей сферой деятельности в области сервисного обслуживания и ремонта технологического оборудования. Компания имеет сильную позицию на рынке благодаря своей высококвалифицированной команде специалистов и ориентации на индивидуальные потребности каждого клиента. В своей работе компания придерживается высоких стандартов качества и постоянно развивает свои технические и инновационные возможности. Таким образом, АО «Сибирская Сервисная Компания» является надежным и перспективным партнером для своих клиентов и успешно развивающимся предприятием в своей отрасли.

4.2 Организационная структура управления предприятием

Структура управления в филиале АО «Сибирская Сервисная Компания» в городе Томск является линейно-функциональной (рисунок 4.1). Выделяют следующие структурные подразделения:

- Подразделение первого заместителя директора – технический директор;
- Заместитель директора по маркетингу;
- Заместитель директора по экономике и финансам;
- Заместитель директора по общим вопросам;
- Заместитель директора по работе с персоналом;
- Заместитель директора по безопасности.

Общее руководство предприятием осуществляет генеральный директор филиала. Он действует от имени предприятия, в соответствии с законодательством и уставом организации, издает приказы, распоряжается имуществом предприятия, заключает договоры со сторонними организациями, осуществляет наем и увольнение работников, открывает в банках расчетный счет, распоряжается денежными средствами на счетах.



Рисунок 10 – Схема организационной структуры управления предприятия ССК

Рассмотрим подробнее технологический отдел, который состоит из лаборатории буровых и тампонажных растворов и трех групп по бурению, по заключительным работам и группа сервиса системы очистки.

В данной главе рассмотрим организационную структуру предприятия технологического отдела, а именно буровые работы. Основные работы осуществляются силами буровых бригад, которые работают вахтовым методом. Буровая вахта длится от 8 до 12 часов.

Руководит буровой бригадой буровой мастер, отвечающий за все, что происходит на площадке и поселке вахтовиков.

В буровой бригаде обычно три буровых вахты и одна запасная вахта на две бригады. Каждая состоит из четырех человек.

1. Бурильщик (5 или 6 разряд) несет персональную ответственность за все, что происходит на буровой площадке. В его вахту во время бурения и спуска-подъемных операций находится за пультом бурильщика. Ведет записи о проделанной работе в журнале бурового мастера после каждой вахты.

2. Первый помощник бурильщика (4 разряд) следит за состоянием и исправностью бурового оборудования, осуществляет контроль за параметрами бурового раствора и принимает участие в его обработке.

3. Второй помощник бурильщика (3-4 разряд) включает и выключает буровые насосы, участвует в работе по приготовлению, обработке, очистке бурового раствора.

4. Третий помощник бурильщика (3 разряд) работает под

руководством первого помощника бурильщика. Следит за чистотой на буровой площадке и в домике отдыха.

Кроме буровых вахт в состав буровой бригады так же входят слесари по ремонту и обслуживанию оборудования, дизелисты или электромонтеры, инженер по буровым растворам или лаборант.

4.3 Расчет сметной стоимости буровых растворов

При расчете потребного количества реагентов необходимо выполнить условие: запас бурового раствора $V_{\text{зап}}$ на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

На основе этого в главе 2.3.8. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле (12):

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (12)$$

где C – расход реагента, кг/м³;

M_p – масса реагента, кг.

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле (13):

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (13)$$

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л $\approx$ 0,2рж кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы И.1 приложения И по всем проектируемым интервалам.

Вывод: таким образом, общая стоимость потребного количества реагентов составила: 4.641.742 рублей.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Васюганскую свиту нефтяного месторождения
Область применения: зона проведения буровых работ
Рабочая зона: полевые условия
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

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

1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом;
2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом;
3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты;
4. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом;
5. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».

2. Производственная безопасность:

- 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

- Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;
- Повышенные уровни шума и вибрации;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Повышенная запыленность и загазованность;
- Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- Производственные факторы, связанные с электрическим током;

	– Пожаровзрывоопасность. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: – Использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
3. Экологическая безопасность:	Воздействие на атмосферу: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок. Воздействие на литосферу: – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Вырубка деревьев; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами. Воздействие на гидросферу: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – Нарушение температурного режима вод.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.). Наиболее типичная ЧС: – Газонефтеводопроявления (ГНВП).

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель (ООД, ШБИП)	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Лавренко Игорь Сергеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является создание плана строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины Васюганской свиты нефтяного месторождения. Проект включает в себя выбор и обоснование технологических решений для обеспечения качественного строительства скважины с учетом экономических факторов. Также определяются технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного строительства скважины, такие как профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, состав компоновки низа бурильной колонны и другие. В процессе строительства скважины последовательно выполняются различные виды работ, относящиеся к конкретному этапу строительства.

Технологические решения, разработанные в данной работе, могут быть использованы сервисными компаниями, выполняющими конкретные виды работ в процессе строительства или заканчивания скважин, а также организациями, занимающимися разработкой технических решений для строительства скважин. В связи с опасным характером работ, связанных со строительством скважин, крайне важно поддерживать безопасные условия труда и предотвращать любые потенциальные аварийные ситуации, которые могут нанести вред здоровью рабочих или окружающей среде.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Строительство скважин — это высокоспециализированный вид деятельности, который характеризуется вахтовым методом и определенными ограничениями на список лиц, допущенных к работе, которые регламентируются главой 47 ТК РФ.

В соответствии со ст. 297 гл. 47 ТК РФ работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период работы на объекте обязаны проживать в

вахтовых поселках, созданных работодателем. Эти поселки предназначены для обеспечения работников жильем, бытовыми удобствами и подходящими условиями проживания во время работы и отдыха между сменами. Поселки представляют собой комплекс зданий и сооружений или общежитий, которые предоставляются и оплачиваются работодателем.

В Ст. 298 гл. 47 Трудового кодекса РФ говорится, что к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

В соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 299, продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий, согласно ТК РФ гл. 47 ст. 302:

- Надбавка за вахтовый метод работы, устанавливаемая коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором;

- Сотрудникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- Помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется

ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня; для работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

Работа на буровых установках в основном выполняется стоя, поэтому необходимо оборудовать рабочее место в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя»:

- Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

- Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

- Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15 градусов;

Конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение рабочего.

5.2 Производственная безопасность

Потенциально опасные и вредные факторы, характерные при строительстве скважины, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Потенциально опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Продолжение таблицы 19

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ Р ИСО 9612-2013 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека».
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное».
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность».
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе может негативно сказаться на общем самочувствии рабочего. Хотя параметры микроклимата на открытом воздухе не стандартизированы, можно принять определенные меры для минимизации их негативного влияния на здоровье работника. При отклонениях климатических параметров на открытом воздухе рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые соответствуют отраслевым стандартам и подходят для текущих погодных условий. В холодное время года работа должна быть приостановлена, если температура воздуха и скорость ветра превышают определенные показатели.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, указанным в таблице 2 СанПиН 2.2.4.548-96 [2] "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

Повышенные уровни шума и вибрации. Вибрации возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. К индивидуальным средствам защиты относятся специальные вибропоглощающие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, а также виброобувь и виброперчатки. Важно, чтобы виброускорение не превышало $0,4 \text{ м/с}^2$ за 12-часовой рабочий день для предотвращения вредного воздействия на здоровье человека на рабочем месте, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ "Вибрационная безопасность. Общие требования".

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. Уровень шума не должен превышать 80 дБА в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013[3]. Для снижения шума на рабочем месте используются средства индивидуальной защиты, такие как вкладыши, наушники и каски, а также средства коллективной защиты в соответствии с ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 звукоизолирующие корпуса и звукопоглощающие облицовки.

Отсутствие или недостаток искусственного освещения. Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на нехватку естественной освещенности в ночное время суток. Кроме того, конструкция буровой меняется в зависимости от погодных условий, при сильном ветре и сильно низких температурах буровая установка имеет корпус закрытого типа, что приводит к недостатку естественного освещения и в дневное время.

Согласно РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность оборудования [3]:

- роторного ствола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения выпечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Буровое и вспомогательное оборудование, поступления пластовых флюидов из скважины и использование химических реагентов при приготовлении буровых растворов приводят к запыленности и загазованности рабочей зоны буровой площадки. Загазованность может привести к возникновению заболеваний дыхательных путей, раздражению и других заболеваний.

Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [4]

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 20.

Таблица 20 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: углеводороды, диоксид серы, диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Движущиеся части и механизмы. На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь

соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск. Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами, согласно ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное»: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная». Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Электропоражение возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, находящим под напряжением, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Пожаровзрывоопасность. Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.3 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу. Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основным источником выбросов двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а,

следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

Воздействие на гидросферу. В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических

растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Воздействие на литосферу. При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ (ГНВП)	Метеорологические опасные
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Газонефтеводопроявления (ГНВП) являются наиболее распространенными и опасными видами аварийных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вызванная ошибками в составлении плана работ или несоблюдением буровой бригадой рекомендуемых параметров промывочной жидкости;
- недолив скважины при спускоподъемных операциях;
- поглощение жидкости в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважин без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины, с общей длиной по стволу 2810 метров, на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В процессе проектирования был построен трех-интервальный профиль скважины. Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы и параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление подобрано шарошечное долото. Для бурения под направление, кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями, при бурении интервалов под направление и кондуктор был спроектирован буровой раствор глинистого типа. Для направления и кондуктора – бентонитовый, с разной плотностью. При бурении интервала под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем, чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна

спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. Так как в разрезе скважины имеются многолетнемерзлые породы.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с применением манжеты, которая была установлена над кровлей продуктивного пласта. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-168х245 К1 ХЛ, ОП5-230/80х35, АФ1-80/65х35.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3200/200 ЭУК-2М2, соответствующая допустимой максимальной грузоподъёмности.

В специальной части выявили основные способы предупреждения недоспуска обсадных труб.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведен расчет сметной стоимости компонентов для приготовления бурового раствора.

Раздел социальная ответственность содержит основные выкладки по технике безопасности на буровой установке, также в данном разделе рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список используемой литературы

1. А. В. Епихин, А. В. Ковалев, А. Ю. Тихонов, И. А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.: ил.;
4. Абубакиров В. Ф., Буримов Ю. Г., Гноевых А. Н., Межлумов А. О., Близиюков В. Ю. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 494 с.: ил.;
5. Васильев В.А. «Теория и практика заканчивания скважин» практикум – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. – с. 44;
6. Юдин, Алексей Валерьевич. Разработка технологических рекомендаций для вскрытия сложнопостроенных залежей углеводородов горизонтальными скважинами: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.15 / Юдин Алексей Валерьевич; [Место защиты: Ухтин. гос. техн. ун-т]. – Ухта, 2012.- 161 с.: ил.;
7. Булатов А. И., Долгов С. В. Спутник буровика: Справ. пособие: В 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2006. – Кн. 1. – 379 с.: ил.;
8. Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2016. – 1282с.;

9. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства;
10. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года»;
11. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0 , свободный – Загл. с экрана;
12. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя – Введен 1979-01-01. – постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 26 апреля 1978 г. N 1100;
13. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 2017-03-01. – межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48);
14. СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36;
15. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 40;
16. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. с момента утверждения. – утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86., N 4088-86;

17. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 1996-01-01. – постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78 в качестве строительных норм и правил Российской Федерации взамен СНиП II-4-79;

18. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987;

19. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 1980-01-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 августа 1978 г. N 2329 дата введения установлена 01.01.80;

20. ГОСТ 17.1.3.12-86 «ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОХРАНЫ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ». – Введ. 1987-07-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691;

21. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

Приложение А

Таблица А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием

Тип профиля		S-образный; с вертикальным участком на конце									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				2580		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				1,5	
участке набора зенитного угла, град/10 м				1,5		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				26,632	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				2785		Зенитный угол в конце участка падения угла, град				26,632	
Отход скважины, м				1000		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				0	
Длина первого участка стабилизации, м				155							
Длина второго участка стабилизации, м				2050,06							
Длина третьего участка стабилизации, м				200							
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м				10							
Длина участка под зумпф, м											
Расчётные данные № интер- вала				Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	Длина по вертикали, м	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
	От	155,00	155,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	155,00	155,00
1	0,00	326,22	171,22	0,00	40,53	40,53	0,000	26,632	155,00	332,55	177,55
2	155,00	2158,78	1832,56	40,53	959,47	918,94	26,632	26,632	332,55	2382,60	2050,05
3	326,22	2330,00	171,22	959,47	1000,00	40,53	26,632	0,000	2382,60	2560,15	177,55
4	2158,78	2530,00	200	1000,00	1000,00	0,00	0,000	0,000	2560,15	2760,15	200,00
5	2330,00	2555,00	25	1000,00	1000,00	0,00	0,000	0,000	2760,15	2785,15	25,00
6	2530,00	2580,00	25	1000,00	1000,00	0,00	0,000	0,000	2785,15	2810,15	25,00

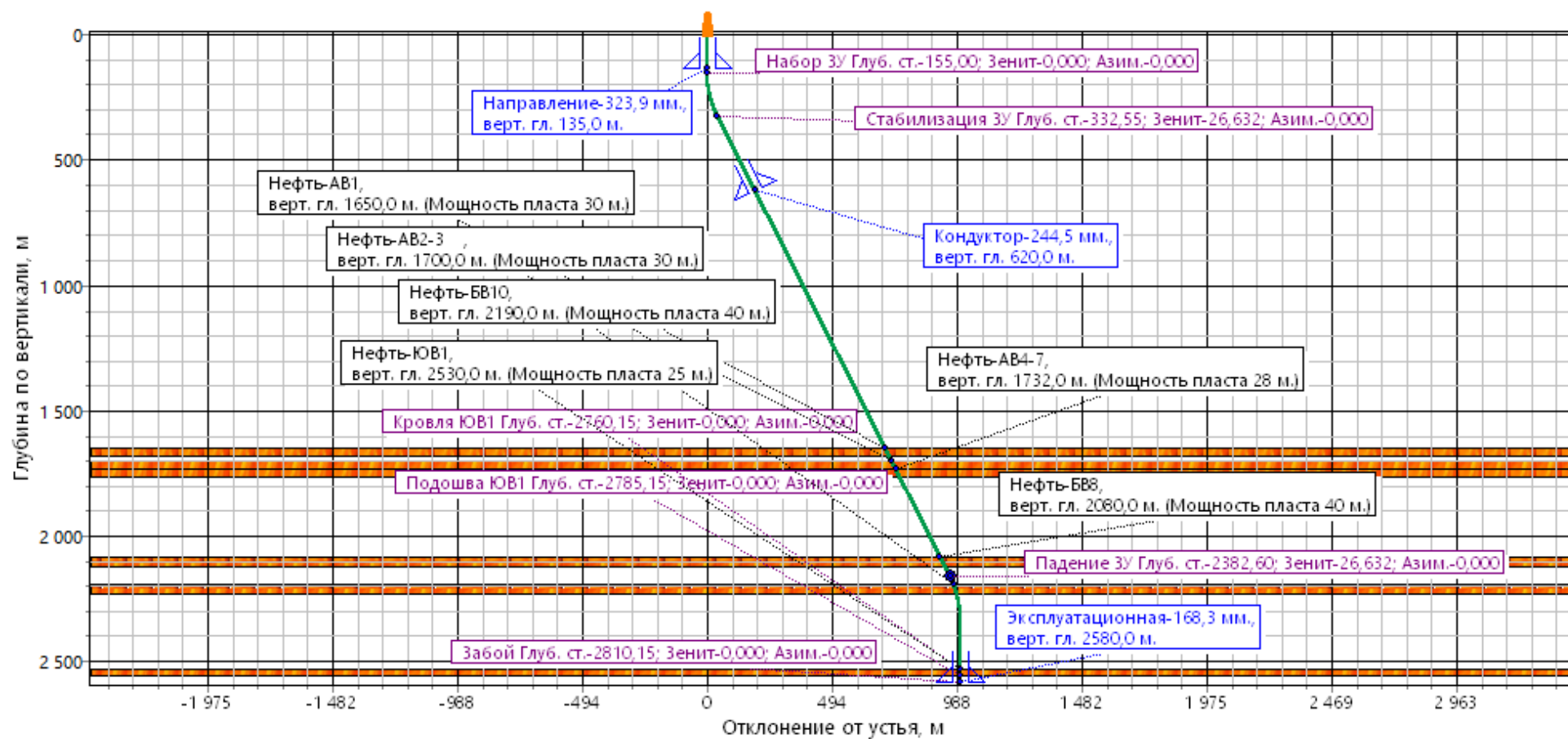


Рисунок А.1 – Проектный профиль скважины

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	620	2580	ПК-127х9,19 p	127	P	9,19	3-133	1960	94,30	111,94	2,08	2,19
бурение	135	620	ПК-127х9,19 p	127	P	9,19	3-133	485	30,93	59,15	3,94	4,15
бурение	0	135	ПК-127х9,19 p	127	P	9,19	3-133	135	8,40	20,70	11,27	11,85

Таблица Б.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения под направление (0-135 м)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	TD-393,7 SVD 519-1. 2	250	0,65		
				н	3-177
2	Переводник М-177/177	93	0,52	м	3-177
				м	3-177
3	Калибратор КЛС 390	515	1,64	н	3-177
				м	3-177
4	Переводник П-161/177	71	0,538	н	3-177
				м	3-161
5	УБТС2-203	7704	36	н	3-163
				м	3-161
6	Переводник П-163/161	87	0,521	н	3-161
				м	3-163
7	Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	н	3-171
				м	3-152
8	Переводник П-133/163	87	0,521	н	3-163
				м	3-133
9	ПК-127х9,19 р	2942	94	н	3-133
				м	3-133
Σ		11785	135,00		

Таблица Б.3 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения под кондуктор (135-620 м)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	TD-295,3 SVD 519-T1. 2	88	0,3	н	3-152
2	Переводник П-152/152	93	0,52	м	3-152
				м	3-171
3	КП-295 СТ	93	0,6	н	3-171
				м	3-171
4	Д-240РС	2547	10,1	м	3-171
				м	3-163
5	Клапан обратный КОБ-240РС	43	0,375	н	3-163
				м	3-163
6	Установочный переводник УВНО-203	180	0,86	н	3-163
				м	3-171
7	НУБТ-203 (с ТМС)	2027	9,2	н	3-171
				м	3-171
8	НУБТ-203	2027	9,2	н	3-171
				м	3-171
9	КП-295 СТ	93	0,6	н	3-171
				м	3-171
10	Переводник П-163/161	87	0,521	н	3-171
				м	3-171
11	УБТС2-203	7704	36	н	3-171
				м	3-161
12	Переводник П-161/147	60	0,52	н	3-161
				м	3-147
13	УБТС2-178	3744	24	н	3-147
				м	3-147
14	Переводник П-147/133	44	0,524	н	3-147
				м	3-133
15	ПК-129х9,19 р	16396	525	н	3-133
				м	3-133
Σ		35407	620,00		

Таблица Б.4 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения под ЭК (620-2580)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	TD-215,9 SVD 713-1. 2	90	0,2	н	3-117
2	Переводник М-152/152	112	0,356	м	3-117
				м	3-117
3	КП-215 СТ	850	0,4	н	3-117
				м	3-117
4	ДРУ2-172РС	114	8,487	н	3-117
				м	3-147
5	Переводник П-133/152	148	0,457	н	3-147
				м	3-133
6	Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	н	3-133
				м	3-133
7	Установочный переводник УВНО-172	1592	0,74	н	3-133
				м	3-133
8	НУБТ-178 (с ТМС)	3119	9,14	н	3-133
				м	3-133
9	НУБТ-178	26667	9,14	н	3-133
				м	3-133
10	УБТС2-178	1363	42	н	3-133
				м	3-133
11	ПК-127х9,19 р	1363	1601	н	3-133
				м	3-133
				м	3-133
Σ		89840	2580		

Приложение В

Геолого-технический наряд на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Васюганскую свиту нефтяного месторождения

Предприятие: АО «Сибирская Сервисная Компания»
Месторождение: -
Оборудование:

Буровая установка: БУ 3200/200 ЭУК-2М2.
Лебедка: ЛБУ22-720
Талевая система: 4х5
Ротор: Р-700
Силовой верхний привод: СВП 200ЭЧР-М
Насосы: УНБ - 1250

	Характеристика буровых труб			
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Класс прочности	Длина секции, м
НУБТ	178	14	Д	18,28
УБТС	178	11	Д	42
ТБПК	127	9	Р	1601

Геологическая часть								Техническая часть															
по вертикали	Стратиграфия			Лито-геологическое описание	Температура	Скорость	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины		Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т	Частота вращения, об/мин	Производит-ельность насоса (л/дм³/сут)	Плотность, мм / втулок, мм / кол-во насосов, шт	Параметры промывочной жидкости	Примечание						
	Система	Сайта	Плост					393,7 мм 295,3 мм 215,9 мм	324 мм 245 мм 168 мм														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17							
100	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
200																	11	12	13	14	15	16	17
300																	11	12	13	14	15	16	17
400																	11	12	13	14	15	16	17
500	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
600																	11	12	13	14	15	16	17
700																	11	12	13	14	15	16	17
800																	11	12	13	14	15	16	17
900	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
1000																	11	12	13	14	15	16	17
1100																	11	12	13	14	15	16	17
1200																	11	12	13	14	15	16	17
1300	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
1400																	11	12	13	14	15	16	17
1500																	11	12	13	14	15	16	17
1600																	11	12	13	14	15	16	17
1700	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
1800																	11	12	13	14	15	16	17
1900																	11	12	13	14	15	16	17
2000																	11	12	13	14	15	16	17
2100	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
2200																	11	12	13	14	15	16	17
2300																	11	12	13	14	15	16	17
2400																	11	12	13	14	15	16	17
2500	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
2600																	11	12	13	14	15	16	17
2700																	11	12	13	14	15	16	17
2800																	11	12	13	14	15	16	17
2900	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
3000																	11	12	13	14	15	16	17
3100																	11	12	13	14	15	16	17
3200																	11	12	13	14	15	16	17
3300	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
3400																	11	12	13	14	15	16	17
3500																	11	12	13	14	15	16	17
3600																	11	12	13	14	15	16	17
3700	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
3800																	11	12	13	14	15	16	17
3900																	11	12	13	14	15	16	17
4000																	11	12	13	14	15	16	17
4100	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
4200																	11	12	13	14	15	16	17
4300																	11	12	13	14	15	16	17
4400																	11	12	13	14	15	16	17
4500	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
4600																	11	12	13	14	15	16	17
4700																	11	12	13	14	15	16	17
4800																	11	12	13	14	15	16	17
4900	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
5000																	11	12	13	14	15	16	17
5100																	11	12	13	14	15	16	17
5200																	11	12	13	14	15	16	17
5300	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
5400																	11	12	13	14	15	16	17
5500																	11	12	13	14	15	16	17
5600																	11	12	13	14	15	16	17
5700	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
5800																	11	12	13	14	15	16	17
5900																	11	12	13	14	15	16	17
6000																	11	12	13	14	15	16	17
6100	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
6200																	11	12	13	14	15	16	17
6300																	11	12	13	14	15	16	17
6400																	11	12	13	14	15	16	17
6500	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
6600																	11	12	13	14	15	16	17
6700																	11	12	13	14	15	16	17
6800																	11	12	13	14	15	16	17
6900	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
7000																	11	12	13	14	15	16	17
7100																	11	12	13	14	15	16	17
7200																	11	12	13	14	15	16	17
7300	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
7400																	11	12	13	14	15	16	17
7500																	11	12	13	14	15	16	17
7600																	11	12	13	14	15	16	17
7700	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
7800																	11	12	13	14	15	16	17
7900																	11	12	13	14	15	16	17
8000																	11	12	13	14	15	16	17
8100	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
8200																	11	12	13	14	15	16	17
8300																	11	12	13	14	15	16	17
8400																	11	12	13	14	15	16	17
8500	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
8600																	11	12	13	14	15	16	17
8700																	11	12	13	14	15	16	17
8800																	11	12	13	14	15	16	17
8900	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
9000																	11	12	13	14	15	16	17
9100																	11	12	13	14	15	16	17
9200																	11	12	13	14	15	16	17
9300	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
9400																	11	12	13	14	15	16	17
9500																	11	12	13	14	15	16	17
9600																	11	12	13	14	15	16	17
9700	Чет.	Чет.	палеоген	Альпийская	Четкая	Талицкая	Ганькинская	Альпийская	TD-295.3 SVD 519-T1. 2	Д-240РС	8	40-80	55/170/2	Плотность = 1,17 ± 0,03 г/см³, УВ=60 сек, Ф=6 см³/30м, рН=8-10, П=0,2 %									
9800																	11	12	13	14	15	16	17
9900																	11	12	13	14	15	16	17
10000																	11	12	13	14	15	16	17

	- песок		- алевролиты		- газоносность
	- глина		- аргиллиты		- песчаники
	- ополки		- известняк		- суглинки
	- супеси				

Рисунок В.1 – Геолого-технический наряд

Приложение Г

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 661-2810м

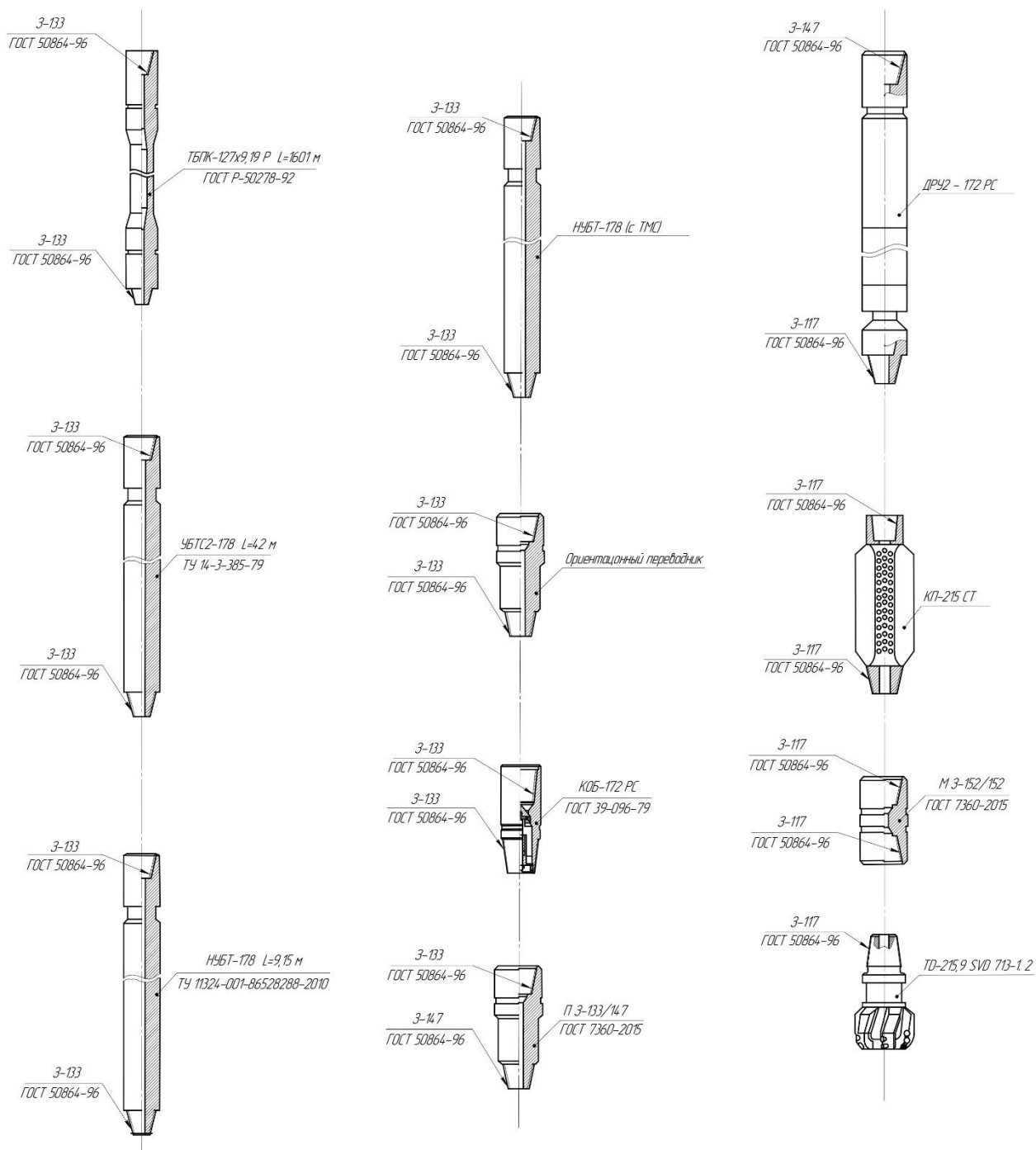


Рисунок Г.1 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Приложение Д

Таблица Д.1 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала под направление

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Гидроксид натрия, NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структурообразователь	GeoBent	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Регулятор жесткости	Кальцинированная сода, Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	1,1
Утяжелитель	Барит КБ-3	Регулирование плотности	169

Таблица Д.2 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала под кондуктор

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Гидроксид натрия, NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структурообразователь	GeoBent	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Камцел ПАЦ-СВ	ПАЦ-СВ	Загуститель и понизитель фильтрации	0,2
Понизитель фильтрации	Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5
Смазочная добавка	ФК-2000 Плюс	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Утяжелитель	Барит КБ-3	Регулирование плотности	169

Таблица Д.3 – Компонентный состав биополимерного бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Гидроксид натрия, NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,45
Понизитель фильтрации	ФК-2000 Плюс	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Регулятор жесткости	Кальцинированная сода, Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	1
Структурообразователь	Bioxan	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
Понизитель фильтрации	Крахмал буровой - Drill Starch	Регулятор фильтрации	17
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль)	Хлорид калия, KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	80
Утяжелитель	Карбонат Кальция мелкого помола	Регулирование плотности, кольматация каналов	124
Бактерициды	Биоцид	Защита от микробиологической деградации	0,45
Пеногасители	Defoamer	Предотвращение пенообразования	0,45

Таблица Д.4 – Технологические параметры бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17-1,19
Условная вязкость, с	100
Водоотдача, см ³ /30 мин	6
Содержание песка, %	1

Таблица Д.5 – Технологические параметры биополимерного бурового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	10
ДНС, дПа	60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30/40
Водоотдача, см ³ /30 мин	3
рН	8
Содержание песка, %	0,2

Таблица Д.6 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-135

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	135	135	393,7	-	1,30	21,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,28
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 13,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 66,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 80,1

Таблица Д.7 – Потребное количество бурового раствора под интервал 135-661

Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
135	661	485	295,3	306,9	1,25	51,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,82
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 25,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 96,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 125,2
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 121,3

Таблица Д.8 – Потребное количество бурового раствора под интервал 661-2810

Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
620	2580	1960	215,9	228,7	1,2	111,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 4,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 55,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 228,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 334,7

Таблица Д.9 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		колонна эксплуатационная		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	80,1	3,2	121,3	4,9	150,6	6,0	352,11	15
GeoBent	Структурообразователь	750	6411,8	8,5	9707,2	12,9	0	0	16119	22
Камцел ПАЦ-СВ	Загуститель и понижитель фильтрации	25	0	0	24,3	1,0	0	0	24,268	1
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	60,7	2,4	0	0	60,67	3
ФК-2000 Плюс	Снижение коэффициента трения в скважине	208	0	0	606,7	2,9	1673,6	8,0	2280,3	11
Na ₂ CO ₃ Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	25	88,2	3,5	133,5	5,3	334,7	13,4	556,36	23
Биохан Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0	0	0	0	1171,5	46,9	1171,5	47
Крахмал буровой - Drill Starch	Регулятор фильтрации	25	0	0	0	0	5690,3	227,6	5690,3	228
KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	0	0	0	0	26778,0	26,8	26778	27

Продолжение таблицы Д.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Карбонат Кальция мелкого помола	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	41570,7	41,6	41571	42
Биоцид	Защита от микробиологической деструкции	208	0	0	0	0	150,6	0,7	150,63	1
Барит	Регулирование плотности	1000	13556,0	13,6	20523,4	20,5	0	0	34079	35
Пеногаситель - Defoamer	Предотвращение пенообразования	208	0	0	0	0	150,6	0,7	150,63	1

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	135	БУРЕНИЕ	0,378	0,045	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	10	100,1	2,77
Под кондуктор									
135	620	БУРЕНИЕ	0,545	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	9	89,4	2,79
Под эксплуатационную колонну									
620	2580	БУРЕНИЕ	0,647	0,059	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6	108,2	4,05

Таблица Ж.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	135	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	170	295,4	0,85	54	27,54	55,08
135	620	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	150	387,6	0,85	52	19,89	39,78
620	2580	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	150	387,6	0,85	56	21,42	21,42

Таблица Ж.3 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	135	БУРЕНИЕ	93,6	69,9	0	13,5	0,2	10
135	620	БУРЕНИЕ	128,1	54,8	28,8	32,8	1,7	10
620	2580	БУРЕНИЕ	182,8	78,9	60,5	24,2	14,0	5,3

Приложение И

Таблица И.1 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для кондуктора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	12,492	1030	2,50	МБП-СМ	174,83
			9,99	МБП-МВ	149,9
Продавочная жидкость	27,531	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	21,565	1450	17,46	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	14 640
				НТФ	8,84
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,036	1850	2,94	ПЦТ-I-50	10 346
				НТФ	3,29

Таблица И.2 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для эксплуатационной колонны

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,791	1050	1,36	МБП-СМ	95,07
			5,43	МБП-МВ	81,49
Продавочная жидкость	51,279	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	32,273	1400	27,41	ПЦТ-III-О6(4-6)-100	21 153
				НТФ	13,23
Нормальной плотности тампонажный раствор	18,883	1820	11,86	ПЦТ-II-100	24 412
				НТФ	7,74

Приложение К

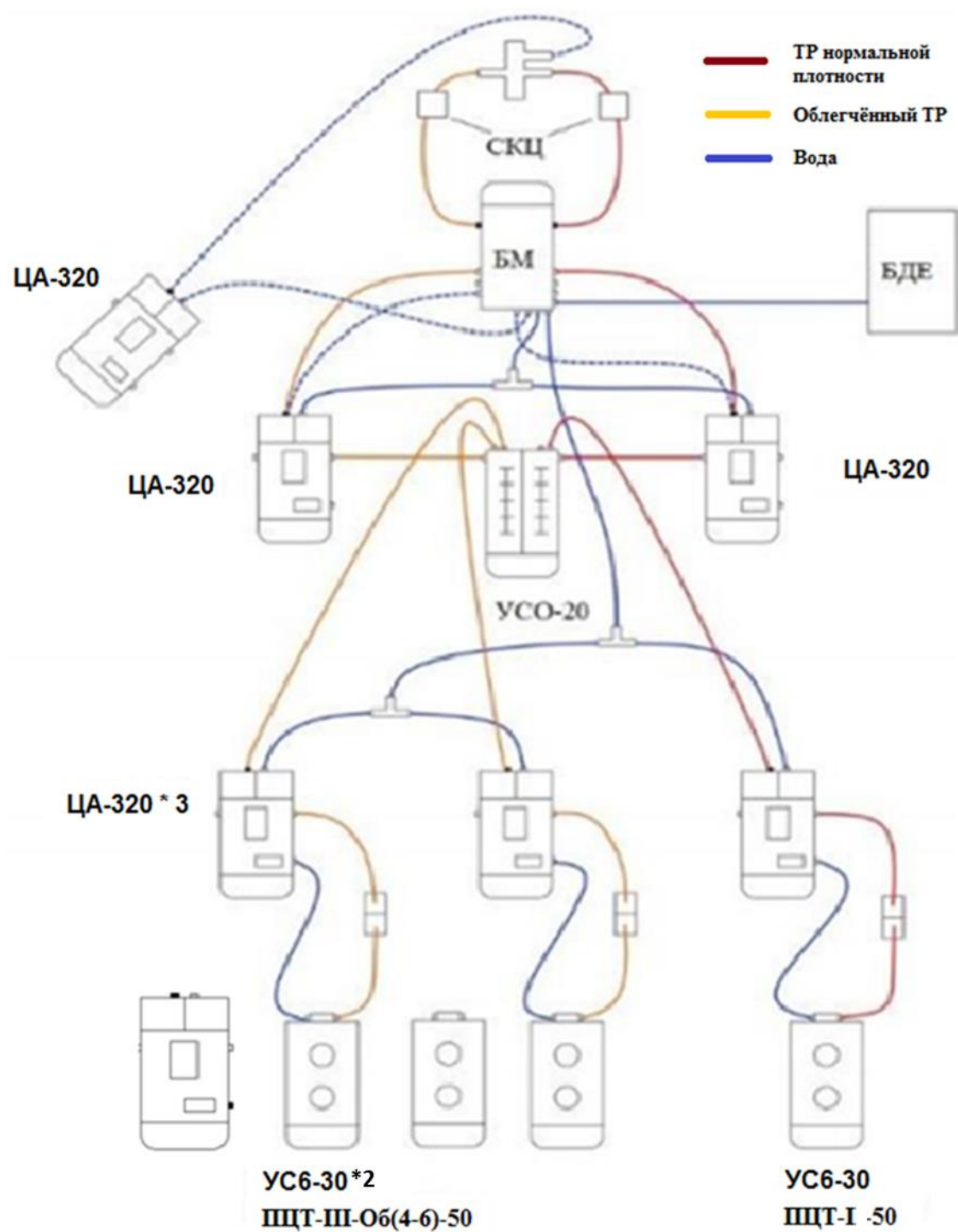


Рисунок К.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для кондуктора

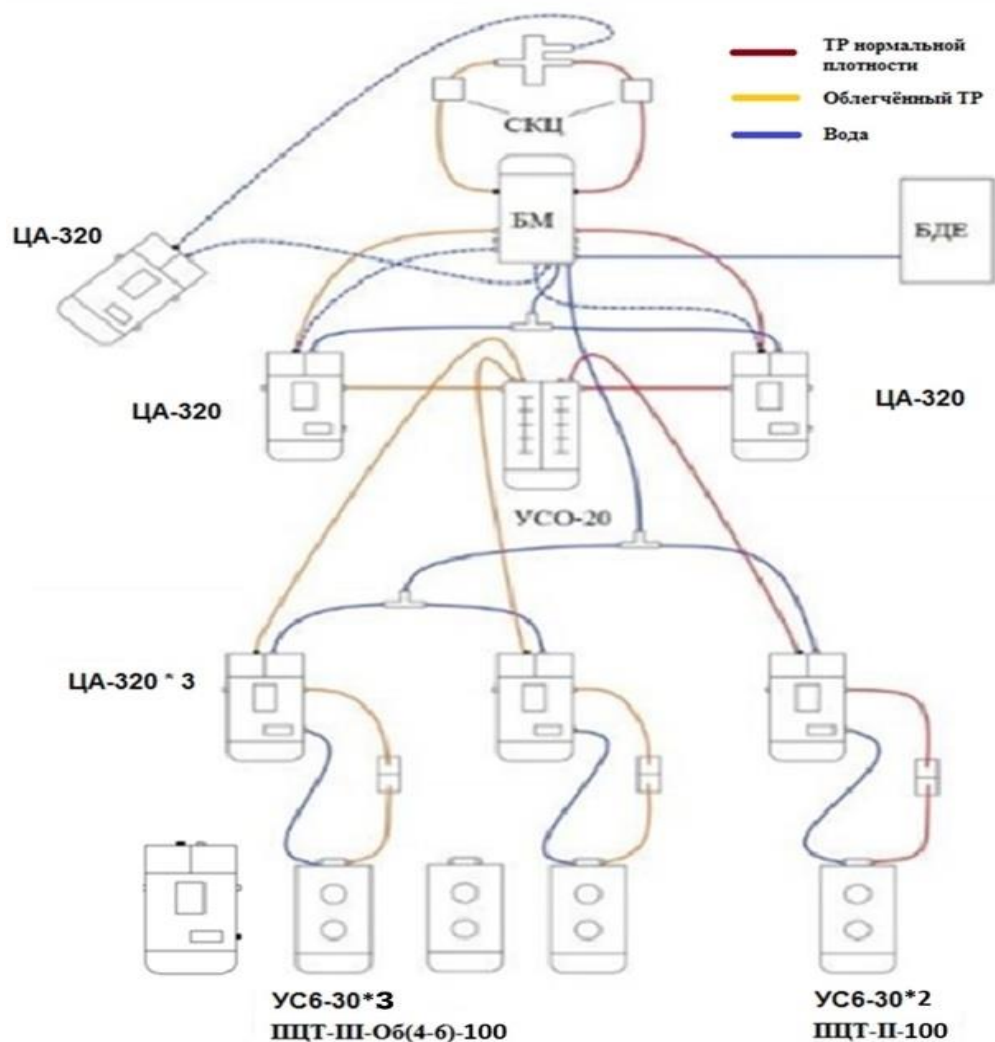


Рисунок К.2 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для эксплуатационной колонны

Приложение К

Таблица К.1 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	2810	2810	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	2800	2800	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	611	13	94
		611	711	10	
		711	2805	70	
		2805	2810	1	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	661	2810	72	72
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	2790	2790	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	661	661	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	651	651	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	105	4	34
		105	135	3	
		135	165	3	
		165	656	22	
		656	661	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	651	651	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	135	135	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	125	125	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	130	6	8
		130	135	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	125	125	1	1

Приложение Л

Таблица Л.1 – Результаты расчета потребного количества реагентов и сметная стоимость

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								Стоимость реагента	
			Направление		Кондуктор		Эксплуатацион. колонна		Итого		упаковка	итого
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	рублей	рублей
NaOH каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	80,1	3,2	121,3	4,9	150,6	6,0	352,11	15	2600	39000
GeoBent Структур образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	750	6411,8	8,5	9707,2	12,9	0	0	16119	22	39000	858000
Камцел ПАЦ-СВ	Загуститель и понижитель фильтрации	25	0	0	24,3	1,0	0	0	24,268	1	13600	13600
Полиакри ламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	60,7	2,4	0	0	60,67	3	8555	25650
ФК-2000 Плюс	Снижение коэффициента трения в скважине	208	0	0	606,7	2,9	1673,6	8,0	2280,3	11	2400	26400
Na2CO3 Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	25	88,2	3,5	133,5	5,3	334,7	13,4	556,36	23	24154	555542

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Биохан Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0	0	0	0	1171,5	46,9	1171,5	47	17250	810750
Крахмал буровой - Drill Starch	Регулятор фильтрации	25	0	0	0	0	5690,3	227,6	5690,3	228	1600	364800
KCl	Подавление процессов гидратации	1000	0	0	0	0	26778,0	26,8	26778	27	18500	499500
Карбонат Кальция мелкого помола	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	41570,7	41,6	41571	42	2500	105000
Биоцид	Защита от микробиологической деструкции	208	0	0	0	0	150,6	0,7	150,63	1	22500	22500
Барит	Регулирование плотности	1000	13556,0	13,6	20523,4	20,5	0	0	34079	35	36500	1277500
Пеногаситель - Defoamer	Предотвращение пенообразования	208	0	0	0	0	150,6	0,7	150,63	1	4500	4500
ИТОГ:										4641742 рублей		

