

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ (ПЛАСТ БТ₁₂¹⁻¹) НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ, ЯНАО)

УДК 622.243.23:622.324.5(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Сычев Владислав Анатольевич		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		17.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		15.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		15.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

Томск – 2020г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 11.02.2020 _____
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Сычев Владислав Анатольевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт бт₁₂¹⁻¹) на нефтегазовом месторождении (Тюменская область, янао)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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 особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический

1. Геологические условия бурения
2. Особые условия бурения: –
3. Интервал отбора керна: -
4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком
5. Данные по профилю:

анализ и т. д.).	Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 700 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: выбрать 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик 11.Способ освоения скважины: перфорация, ГРП
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	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 ПРОЕКТА 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2 Проектирование конструкции скважины 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 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 Расчет осевой нагрузки на долото 2.3.4 Расчет частоты вращения долота 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.7 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 2.4.2 Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.5 Выбор буровой установки
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Сычев Владислав Анатольевич		

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

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Циркуляционные системы буровых установок для работы на шельфе	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.	11.02.2020	

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—	11.02.2020	

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Сычев Владислав Анатольевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	1. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

11.02.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Сычев Владислав Анатольевич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Сычев Владислав Анатольевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт бт₁₂¹⁻¹) на нефтегазовом месторождении (тюменская область, янао)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком (пласт БТ12 1-1) на нефтяном месторождении (Тюменская область, ЯНАО), зона проведения буровых работ
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;	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47 1.4. СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных,

– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Сычев Владислав Анатольевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страниц, включая приложения, 48 таблиц, включая приложения, 13 рисунков, 29 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, комбинированная эксплуатационная колонна, горизонтальный участок ствола, газ.

Объектом исследования является нефтегазовое месторождение Тюменской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых нормам и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- 6) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3976 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.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ТК – техническая колонна;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

МСП – морская стационарная платформа;

СПБУ – самоподъемная буровая установка;

ППБУ – полупогружная буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементирующая;

ГТН – геолого-технический наряд.

Оглавление

1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности.....	8
Реферат	11
Определения, обозначения, сокращения	13
Введение	16
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	18
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	18
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	18
1.3 Зоны возможных осложнений	22
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	23
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	23
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	24
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	24
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	25
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	25
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	28
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	28
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	29
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	30
2.3.1 Выбор способа бурения.....	30
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	31
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	32
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	33
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	33
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	36
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	37
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	40
2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины	47
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	51
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	51
2.4.2 Конструирование обсадной колонны по длине	56
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	57
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	59
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	60
2.5 Выбор буровой установки	62
3 Циркуляционные системы буровых установок для работы на шельфе	64

3.1 Функции циркуляционной системы буровой установки для бурения на шельфе	64
3.2 Устройство и принцип работы циркуляционной системы.....	67
3.3 Заключение	70
4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
4.1 Основные направления деятельности предприятия	71
4.2 Организационная структура предприятия	72
4.2.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	73
4.2.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ..	73
4.2.2.3 Линейный календарный график выполнения работ	75
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	76
5 Социальная ответственность	78
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	78
5.2 Производственная безопасность	79
5.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	80
5.3 Экологическая безопасность	84
5.3.1 Защита атмосферы	84
5.3.2 Защита гидросферы.....	86
5.3.3 Защита литосферы.....	87
5.3.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
Заключение	90
Список литературы	93
Приложение А	97
Приложение Б.....	105
Приложение В	106
Приложение Г.....	107
Приложение Д	109
Приложение Е.....	111
Приложение Ж	Error! Bookmark not defined.

Введение

С развитием технологий в области бурения и строительства скважин, всё чаще при бурении эксплуатационных скважин используются профили с протяжённым горизонтальным участком, это даёт огромный плюс по срокам окупаемости скважины, в следствии её высоких дебетов.

Особенностью строительства данной скважины является использование в её горизонтальном стволе цементируемого хвостовика, это уменьшает стоимость строительства и срок эксплуатации. Последующее освоение скважины будет выполнено при помощи перфорирования горизонтального участка и гидроразрыва пласта.

В интервале скважины от 0 до 250 метров присутствует коэффициент кавернозности, который достигает значения 1,3, данный факт стоит учитывать при проектировании.

Геологический разрез скважины в основном сложен глинами, алевролитами, песками и песчанником. По интервалу скважины в представлены мягкие и средние породы.

Пласты характеризуются нормальными пластовыми давлениями. Максимальная температура, в зоне продуктивного пласта достигает 80 °С.

В разрезе скважины представлены 5 водоносных, 3 нефтеносных пластов и 5 газовых пластов.

В интервале скважины из возможных осложнений присутствуют, поглощения бурового раствора в интервале 1100-3222, стоит учитывать этот факт при выборе буровых растворов, что бы избежать больших потерь в этом интервале. Так же правильный выбор бурового раствора даст минимизировать возникновения осложнений в интервале 0-3850, таких как осыпи и обвалы стенок скважины. При бурении скважин основополагающей задачи является, недопущения нефти и газа проявлений в интервале 1100-3222, необходимо максимально эффективно подобрать плотности буровых растворов.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства горизонтальной скважины глубиной 3976 м на нефтегазовом месторождении Тюменской области. Проект состоит из решений, которые включают в себе все основные сферы: технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды. В специальной части рассмотрены Циркуляционные системы буровых установок для работы на шельфе.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–3976 м представлена в большей степени глинами, аргиллитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1, а давления и температур в таблице 2.

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³ (для газа- относительная по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	До					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
БТ ₁₀	2635	2642	Порово- трещинный	759	23	109	—
БТ ₁₂₋₀	2351	2390		734	70	133	—
БТ ₁₂₁₋₁	2882	2909		706	113	168	—
Газоносность							
ПК16 ²	1771	1819	поровый	0,568	2940	—	—
ПК1 ₈	1907	1947	поровый	0,568	211100	—	—
БТ1	2351	2390	поровый	0,622	339600	—	—
БТ12 ⁰	2882	2909	поровый	0,656	121200	—	—
¹⁻¹ БТ ₁₂	2968	3000	поровый	0,706	113500	—	—

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
Водоносность							
Q - P1/3	2	70	поров.	1000	—	—	Да; Минерализация 0,13
K2-K1	1179	2310	поров.	1015	10-75,5	—	Нет Минерализация 17.74
K1	2346	3080	поров.	1011	до 32,8	—	Нет; Минерализация 11,76
K1	3483	3850	поров.	1011	288	—	Нет Минерализация 5.7

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервалы, м	Градиенты								
от (Верх), м	до (низ), м	пластового давления МПа/м	Горного давления МПа/м		Порового давления МПа/м		Гидроразрыва пород МПа/м		Темпе- ратуры ° C/100м
			от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7		8	9
0	350	0,0098	—	—	—	Зона ММП		—	—
350	850	0,0098	0,0233	0,0235	0,0098	0,0167	0,020	0,020	11
850	980	0,0098	0,0235	0,0235	0,0167	0,0108	0,020	0,020	20
980	1023	0,0098	0,0235	0,235	0,0098	0,0108	0,020	0,020	21
1055	1100	0,011	0,0236	0,0236	0,0169	0,0098	0,017	0,017	25
1100	1123	0,011	0,0236	0,0236	0,0098	0,0098	0,017	0,017	28
1123	1150	0,011	0,0236	0,0236	0,0098	0,0098	0,017	0,017	30

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7		8	9
1150	1170	0,0098	0,0236	0,0237	0,0169	0,0108	0,017	0,017	33
170	1290	0,0098	0,0237	0,0238	0,0108	0,0135	0,017	0,017	34
1290	1405	0,0098	0,0238	0,0239	0,0135	0,0152	0,017	0,017	34
1405	1530	0,0098	0,0239	0,0241	0,0152	0,0108	0,017	0,017	39
1530	1580	0,0098	0,0241	0,0241	0,0108	0,0139	0,017	0,017	40
1580	1630	0,0098	0,0241	0,0242	0,0139	0,0139	0,017	0,017	42
1630	1650	0,0098	0,0242	0,0242	0,0137	0,0108	0,017	0,017	45
1650	1980	0,0098	0,0242	0,0245	0,0108	0,0116	0,017	0,017	50
1980	2105	0,0098	0,0245	0,0245	0,0116	0,0128	0,017	0,017	55
2105	2280	0,0098	0,0245	0,0246	0,0128	0,0108	0,016	0,0167	58
2280	2320	0,0098	0,0246	0,0246	0,0108	0,0137	0,016	0,016	60
2320	2560	0,0098	0,0246	0,0247	0,0137	0,0112	0,016	0,016	64
2560	2690	0,0098	0,0247	0,0248	0,0112	0,0136	0,016	0,016	75
2690	2955	0,0098	0,0248	0,0250	0,0136	0,0103	0,016	0,016	78
2955	3130	0,0098	0,0250	0,0250	0,0103	0,0175	0,016	0,016	80
3130	3222	0,0098	0,0250	0,0251	0,0175	0,0185	0,016	0,016	84
3222	3390	0,0127	0,0251	0,0251	0,0157	0,0157	0,016	0,016	88
3390	3458	0,0127	0,0251	0,0251	0,0157	0,0167	0,016	0,016	90
3458	3495	0,0127	0,0251	0,0251	0,0185	0,0147	0,016	0,016	90
3495	3530	0,0127	0,0251	0,0251	0,0147	0,0165	0,016	0,016	90
3530	3560	0,0127	0,0251	0,0251	0,0185	0,0167	0,016	0,016	94
3560	3602	0,0127	0,0251	0,0251	0,0167	0,0147	0,016	0,016	97
3602	3850	0,0127	0,0251	0,0252	0,0147	0,0145	0,016	0,016	99

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными, 3 нефтеносными пластами и 5 газовыми пластами. Эксплуатационная наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком проектируется для продуктивного интервала 2968–3000 м с типом, забоя-зацементированный хвостовик, ожидаемым дебитом 113,5 тысяч м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу, поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, кавернообразование, прихватоопасные зоны, сальникообразование. Осложнения представлены в приложении А.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать.

Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 700 метров.

Проектируется эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком, поэтому проектирует пяти интервальный профиль скважины, все данные по запроектированному профилю скважины профиля представлен в приложение Б и на рисунке 1.

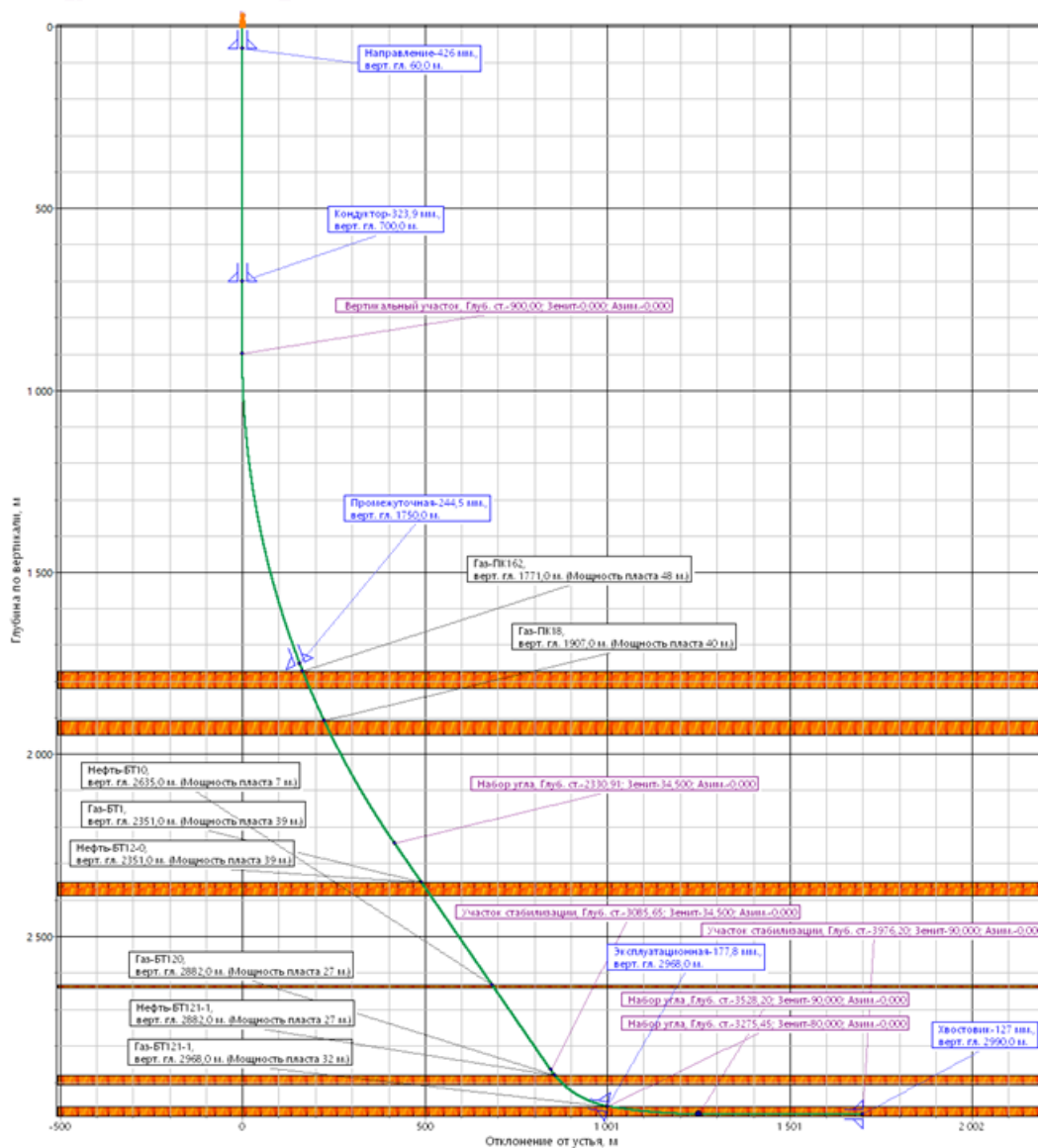


Рисунок 1 – Профиль скважины

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из технического задания, выбранная мной конструкция представляет собой тип забоя-зацементированный хвостовик.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

График совмещенных давлений даёт нам представление о том, есть ли на интервалах зоны несовместимые по условиям бурения, в моём случае таких не наблюдается, график совмещенных давлений представлен на рисунке 2.

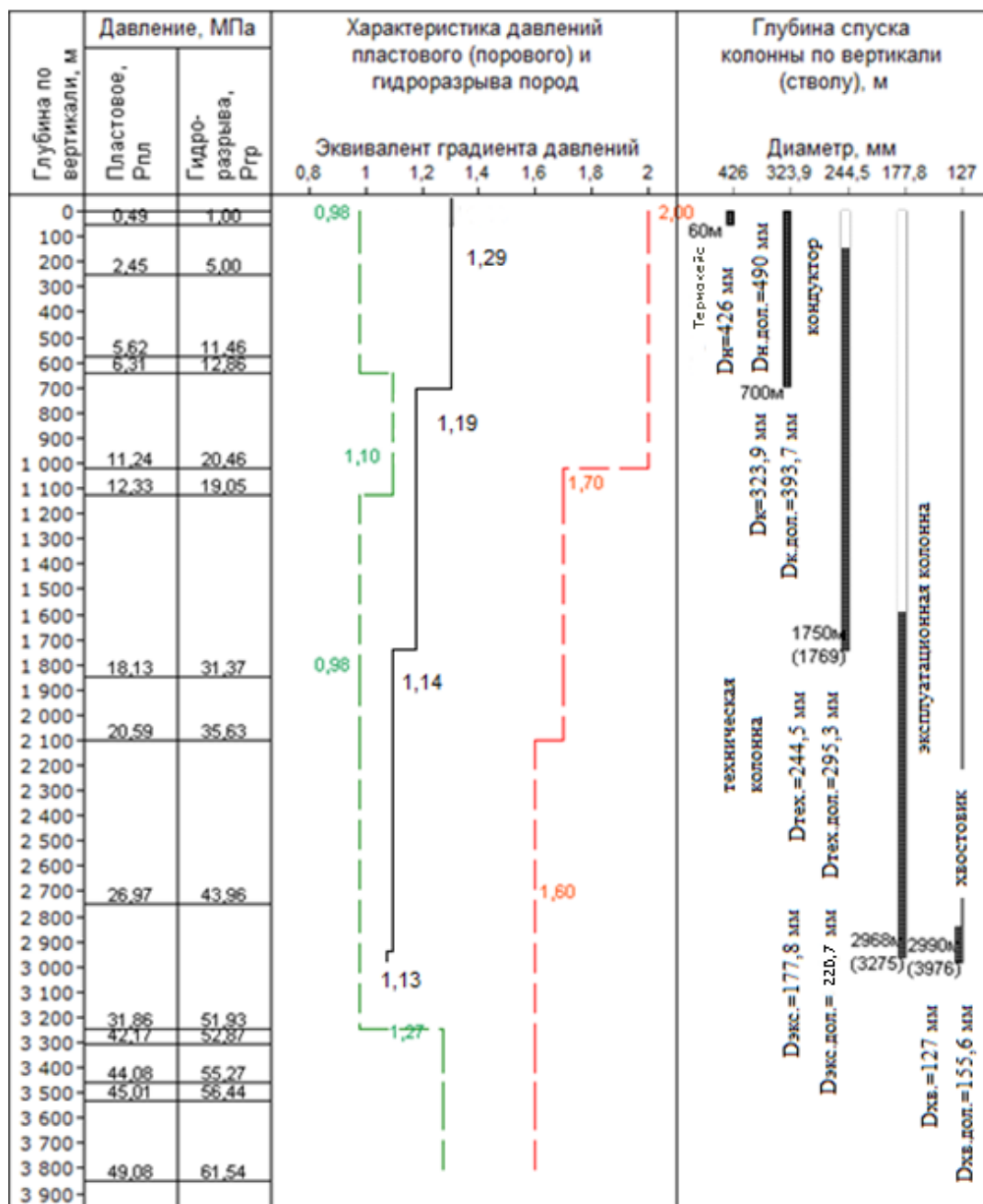


Рисунок 2 – график совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Так как в разрезе присутствуют многолетнемёрзлые породы, то под направление проектируется спуск термокейса на глубину 60 метров.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов в таблице 1 и 2, было принято решение спускать кондуктор на 1750 м. Но так как это достаточно большая глубина, было решено спустить техническую колонну на глубину 1750 метров, а кондуктор на 700 м. Расчёт глубины спуска представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет глубины спуска предыдущей колонны (нефтяные пласты)

Имя пласта	БТ10	Бт12-0	Бт121-1
Глубина кровли продуктивного пласта, м	2635	2351	2882
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м	0,098	0,098	0,098
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м	0,2	0,2	0,2
Плотность нефти, кг/м ³	759	734	706
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	258,23	230,398	282,436
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	550	530	700
Требуемый запас	1,11	1,11	1,10
Принимаемая глубина	700		

Но так как в скважине присутствуют и газовые пласты, необходим расчёт и для газовых пластов, расчёт представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет глубины спуска предыдущей колонны (газовые пласты)

Имя пласта	ПК 16(2)	ПК 1(8)	БТ 1	БТ12 (0)	БТ 12 (1-1)
Глубина кровли продуктивного пласта, м	1771	1907	2351	2882	2968
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м	0,2	0,2	0,17	0,17	0,17
Относительная плотность газа по воздуху	0,598	0,568	0,622	0,656	0,706
Расчетные значения					
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	173,55	186,88	230,39	282,43	290,86
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	182	196	238	289	297,5
Значение параметра e^s	1,05	1,05	1,06	1,08	1,09
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	164,85	177,30	217,16	261,35	266,88
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	910	980	1400	1700	1750
Требуемый запас	1,10	1,11	1,10	1,11	1,11
Принимаемая глубина	1750				

Эксплуатационная колонна устанавливается в интервале 1750-2968 м. (1769-3275м.) Хвостовик устанавливается в интервале 2968-2990 м. (3275-3976м).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Термокейс цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 700 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 200-1750 (200-1769 м) м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1250-2968 м (1250-3275 м).

Хвостовик цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 250 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования 2718-2990 м (2903-3976 м).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн производится по методическим указаниям «Проектирование конструкций скважины» [1]. Диаметры обсадных колонн и скважин, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Диаметры обсадных колонн и диаметр долот

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Термокейс	426,0	490,0 (диаметр шнека)
Кондуктор	323,9	393,7
Техническая колонна	244,5	295,3
ЭК	177,8	220,7
Хвостовик	127,0	155,6

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В данном разделе необходимо определить максимальное давление опрессовки, оно должно быть как минимум больше, чем на 10% давления, которое возникает при ликвидации газонефтепроявлений и открытых фонтанов. Расчёты были проведены исходя из методических указаний, представленных в методичке «Проектирование конструкций скважины» [1]. Результаты расчёта представлены в таблице 4 и 5.

Таблице 4 – Результаты расчета давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Нефтяные пласты			
Наименование параметра	Продуктивный пласт (ПП)		
	БТ 10	БТ 12-0	БТ 121-1
Пластовое давление в кровле ПП, кгс/см ²	25,82	23,04	28,24
Глубина залегания кровли ПП, м	2635	2351	2882
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	6,82	6,72	9,11
Давление опрессовки колонны, МПа	7,51	7,39	10,02

Таблице 5 – Результаты расчета давления опрессовки колонны для газовых пластов

Газовые пласты					
Наименование параметра	Продуктивный пласт (ПП)				
	ПК 16(2)	ПК 1(8)	БТ 1	БТ12 (0)	БТ 12 (1-1)
Пластовое давление в кровле ПП, кгс/см ²	17,35	18,68	23,03	28,24	29,08
Глубина залегания кровли ПП, м	1771	1907	2351	2882	2968
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	17,28	18,46	21,92	25,75	25,98
Давление опрессовки колонны, МПа	19,0	20,31	24,11	28,32	28,58

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-178х245, т.к. данная скважина имеет трёхколонную конструкцию и принимая во внимание диаметры обсадных колонн.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:
ОП5-280/80х35

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Шнековое бурение
60	700	Роторный
700	1769	Совмещенный (РУС + ВЗД)
1769	3275	Совмещенный (РУС + ВЗД)
3275	3976	Совмещенный (РУС + ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны шнековый способ бурения для интервала под направление и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в приложении таблице 7.

Таблица 7 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		60-700	700-1769	1769-3275	3275-3976
Шифр долота		393,7 FD 248S-A288	295,3 FD 257MH- A47M-02	220,7 FD 377MH- A170	155,6 (6 1/8) FD368MA (A89)
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	155,6
Тип горных пород		М	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 88	3 88
	API	15 1/2	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,4	0,4	0,3	0,225
Масса, кг		176	76	46	18
G, тс	Рекомендуемая	5–12	5–12	5–10	5–10
	Максимальная	12	12	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	100-140	100-140	120-220	120-220
	Максимальная	140	12	220	220

Где, G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шнековое бурение, диаметр шнека 490,0 мм.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую

скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под техническую эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Для бурения интервала под хвостовик так же проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород).

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

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.

Результаты расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта осевой нагрузки на долото

Интервал, м	60-700	700-1769	1769-3275	3275-3976
Исходные данные				
Порода	М	С	С	С
Д _д , см	39,37	29,53	20,07	15,56
Г _{пред} , тс	8	12	12	10
Результаты проектирования				
Г _{доп} , тс	6,4	9,6	9,6	8
Г _{проект} , тс	5	7	7	6

Где, Д_д – диаметр долота, см;

Г_{пред} – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

Г_{доп} – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

Г_{проект} – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 9.

Таблица – 9 Результаты расчёта частоты вращения

Интервал, м		60-700	700-1769	1769-3275	3275-3976
Исходные данные					
V_d , м/с		2	2	2	2
Порода		М	С	С	С
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		97	129	177	246
$n_{\text{проект}}$, об/мин		140	180	180	220

Где, $n_{\text{стат}}$ – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

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 10.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 70 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 16 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 10 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	60-700	700-1769	1769-3275	3275-3976
1	2	3	4	5
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1566
K	0,4	0,4	0,4	0,4
K_k	1,2	1,15	1,14	1,05
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,12	0,12
V_m , м/ч	35	25	25	20
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нmax}$, м	0,0119	0,0095	0,0087	0,0048
n	8	7	7	8
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,75	1	1

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
$\rho_{см} - \rho_p, \text{г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,2
$\rho_p, \text{г/см}^3$	1,12	1,12	1,08	1,08
$\rho_{п}, \text{г/см}^3$	1,93	2,01	2,2	2,3
S заб	0,12	0,07	0,04	0,02
S max	0,11	0,06	0,02	0,01
Dc	0,69	0,58	0,50	0,41
Результаты проектирования				
$Q_1, \text{л/с}$	49	27	15	8
$Q_2, \text{л/с}$	64	28	17	2
$Q_3, \text{л/с}$	55	42	24	13
$Q_4, \text{л/с}$	56	39	36	23
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, \text{л/с}$	49-64	27-42	15-36	2-23
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{\text{проект}}, \text{л/с}$	70	70	40	16

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

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

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

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м	60-700	700-1769	1769-3275	3275-3976
Исходные данные				
D_d	0,3937	0,2953	0,2159	0,1566
	393,7	295,3	215,9	155,6
G_{oc} , кН	49	69	69	59
Q , Н*м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм	-	236	173	124
M_p , Н*м	-	2684	1990	1273
M_o , Н*м	-	148	108	78
$M_{уд}$, Н*м/кН	-	37	27	20

Где, M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

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

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Для интервала бурения метров, интервал бурения под техническую колонну выбирается винтовой забойный D 950 HF который позволяет бурить наклонные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель D675, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Для интервала бурения под хвостовик проектируется винтовой забойный двигатель 5” D500 ½ LOBE, который обеспечит необходимую скорость и расход в горизонтальном стволе скважины. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в приложении В.

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Г.

Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 12.

Геолого-технический наряд представлен в приложении Ж.

Таблица 12 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кондуктор													
60-700 Бурение КНБК №1	Долото	393,7		–	–	–	0,4	–	0,176	0,176	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,3	–	0,473	0,649	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,113	0,762	–	–	–
	ЗТС	203,0	120,0	–	–	–	12	–	0,200	0,962	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	16,08	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1930	2,316	18,40	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	664,33	0,0312	20,74	39,14	–	6,11	–
Промежуточная													
700-1769 Бурение КНБК №2	Долото	295,3		–	–	–	0,4	–	0,089	0,089	–	–	–
	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	0,88	–	0,210	0,299	–	–	–
	Двигатель	240,0		–	–	–	8,69	–	2,005	2,304	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	78,0	–	–	–	0,51	–	0,066	2,370	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	3,070	–	–	–
	УБТ	172,0	100,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	18,19	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1920	2,304	20,49	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1723	0,0312	53,81	74,30	–	3,22	–
Эксплуатационная													
1769-3275 Бурение КНБК №3	Долото	220,7		–	–	–	0,3	–	0,048	0,048	–	–	–
	Калибратор	220,7	113,0	–	–	–	0,4	–	0,170	0,218	–	–	–
	Двигатель	172,0		–	–	–	6,25	–	0,830	1,048	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	78,0	–	–	–	0,51	–	0,066	1,114	–	–	–
	ЗТС	172,0	140,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,814	–	–	–
	УБТ	172,0	135,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	16,93	–	–	–
	УБТ	178,0	135,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	18,81	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	71,4	–	–	–	4,3	–	–	18,81	–	–	–

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	УБТ	178,0	135,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	20,68	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	3290	0,0312	102,72	123,40	–	1,94	–
Хвостовик													
3275-3976 Бурение КНБК №4	Долото	155,6		–	–	–	0,25	–	0,012	0,012	–	–	–
	Калибратор	155,6	100,0	–	–	–	0,3	–	0,080	0,092	–	–	–
	Двигатель	127,0		–	–	–	5,8	–	0,405	0,497	–	–	–
	Обратный клапан	121,0	78,0	–	–	–	0,44	–	0,030	0,527	–	–	–
	ЗТС	140,0	120,0	–	–	–	8	–	0,075	0,602	–	–	–
	УБТ	121,0	100,0	–	–	–	9,48	0,7500	7,110	7,712	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	8	0,0745	0,596	8,308	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	8	0,0745	0,596	8,904	–	–	–
	БТ	88,9	72,9	8,0	е	ЗП-105-51	4005	0,0183	73,29	82,19	–	1,74	–

2.3.9 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 хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Проектное количество буровых растворов бурового раствора приведены в приложении И.

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (1)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым [2].

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

L – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 13 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 13 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	g, м/с ²	Плотность, г/см ³
0-60	1,20	0,59	60	9,81	1,333
60-700	1,16	6,93	700		1,288
700-1750	1,12	17,39	1750		1,187
1750-2968	1,08	29,38	2968		1,145
2968-2990	1,07	29,60	2990		1,134

Направление

Бурение интервала под направление будет при помощи шнека, что не подразумевает использование бурового раствора.

Интервалы под кондуктор и техническую колонну:

Породы, слагающие интервалы под кондуктор и техническую колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор и техническую колонну применяется полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 60-700 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		кг		Кондуктор	
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,4	195	8
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	30	14661	15
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,8	391	16
1	2	3	4	1955	652
Понизитель фильтрации Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,2	98	4
Ингибиторы: Drilling Detergent.	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	489	2
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	5	2444	98
Смазочная добавка ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3	1466	59
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	192	93830	94

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели полимер глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,288
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора под техническую колонну представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 700-1769 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Техническая колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор рН: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	0,4	305	12
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	30	22869	23
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,8	610	24
Понизитель фильтрации Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,2	152	6

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Ингибиторы: Drilling Detergent.	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	762	4
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	5	3812	152
Смазочная добавка ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3	2287	91
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	121,18	92376	92

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,187
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов

предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается CaCO_3 (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), полимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного (инкапсулированного) раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного (инкапсулированного) раствора для бурения интервала 1769-3275 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Техническая колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,4-0,5	272	11
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1000	0,8-1,2	652	1
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	1	543	22
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0,3-0,4	217	9
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	210	1-1,2	652	3
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	4-5	2716	109
Синтетический понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25	0,8-1	543	22
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	9-10	5431	5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,145
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Хвостовик

При бурении интервала под хвостовик будет вскрыт выбранный для эксплуатации продуктивный пласт и поэтому необходимо минимизировать загрязнение данного пласта, для этого будет использован KCl/биополимерный раствор на основе ксантана без использования глины. Компонентный состав представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов KCl/биополимерного раствора для бурения интервала 3275-3976 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	0,4-0,5	268	11
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	0,8-1,2	643	1

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	3,4-3,6	1929	77
Ингибитор: KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	16-18	9646	386
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	60-100	53590	2144
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	18-22	11790	472
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	50-100	53590	54
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25	0,4-0,5	268	11
Пенегасители	Предотвращение пенообразования	25	0,4-0,5	268	11

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические показатели KCL/биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект). Режим работы буровых насосов и распределение потерь давлений в циркуляционной системе, результаты расчета представлены в таблицах 21, 22, 23.

Таблица 21 – 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 см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под кондуктор									
60	700	бурение	0,612	0,058	комбинированная	8	11/25,4	89,1	426,3
Под техническую колонну									
700	1796	бурение	0,929	0,08	периферийная	7	12,7	72,4	202,9
Под эксплуатационную колонну									
1769	3275	бурение	1,243	0,088	периферийная	7	9	83,9	153,1
Под хвостовик									
3275	3976	бурение	1,176	0,085	периферийная	8	6/7	80,8	70,5

Таблица 22 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)				6	7	8	9	10	11	12
60	700	бурение	УНБТ-950	2	90	170	192,6	86	125	35	70
700	1769	бурение	УНБТ-950	2	90	150	252,0	86	125	27,5	55

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1769	3275	бурение	УНБТ-950	1	90	160	220,5	89	125	16	32
3275	3976	бурение	УНБТ-950	1	90	140	293,4	85	85	8	16

Таблица 23– Распределение потерь давлений 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			
60	700	бурение	187,5	60,4	0,0	11,7	5,4	10,0
700	1769	бурение	251,2	36,9	62,6	137,8	3,9	10,0
1769	3275	бурение	214,2	47,8	66,8	71,3	18,4	10,0
3275	3976	бурение	278,5	43,6	76,2	130,5	25,3	3,1

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Продавочная жидкость: в качестве продавочной жидкости для расчетов будем применять техническую воды ($\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Буферная жидкость: согласно рекомендации к выбору буферной жидкости представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению.

Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность 1030 кг/м^3 .

Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1400 кг/м^2 .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1800 кг/м^2 .

Определение интервалов цементирования тампонажными растворами различной плотности:

Термокейс: цементируется раствором нормальной плотности 0-60м.

Кондуктор: цементируется раствором нормальной плотности на интервале 600-700 м, облегченным 0-600 м.

Техническая колонна: цементируется раствором нормальной плотности на интервале 1650-1750 (1650-1769) м, облегченным 700-1650 м.

Эксплуатационная колонна: цементируется раствором нормальной плотности на интервале 1671-2968 (1685-3275) м, облегченным 1250-1671(1250-1685) м.

Хвостовик: цементируется раствором нормальной плотности в интервале 2968-2990 (3275-3976) м.

Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 3.

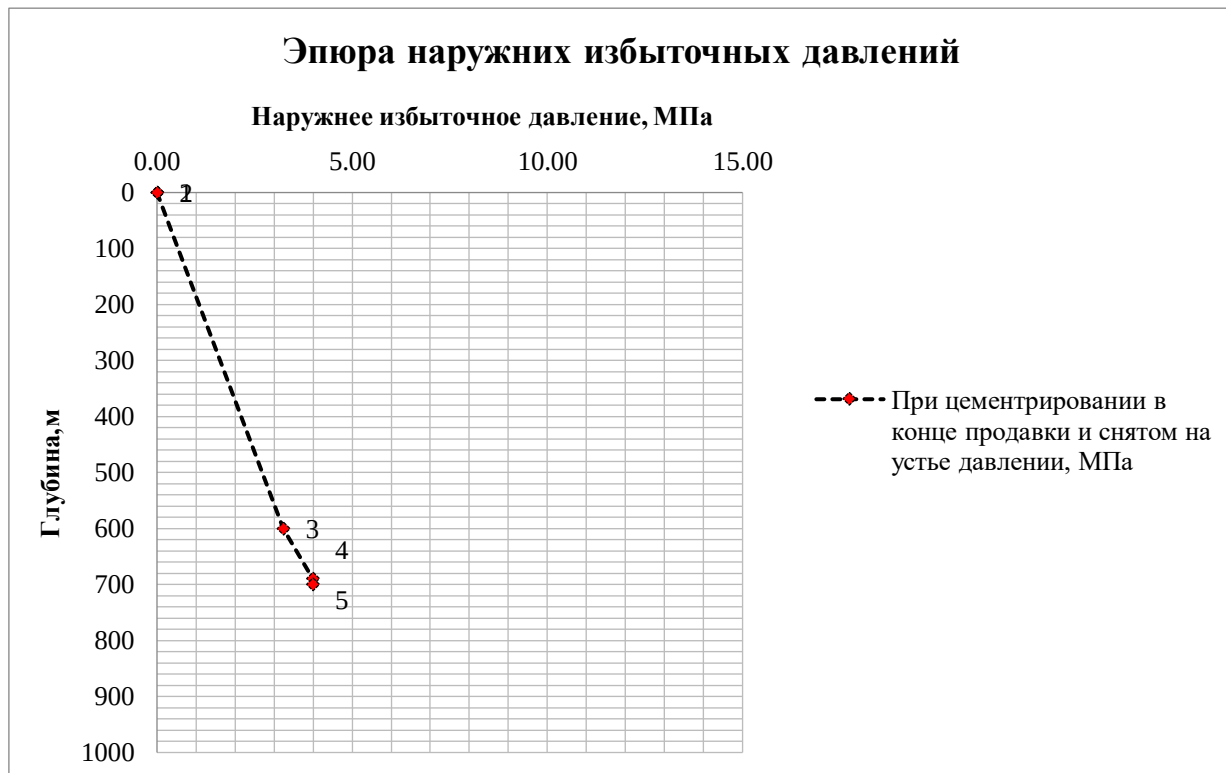


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Техническая колонна

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 4.

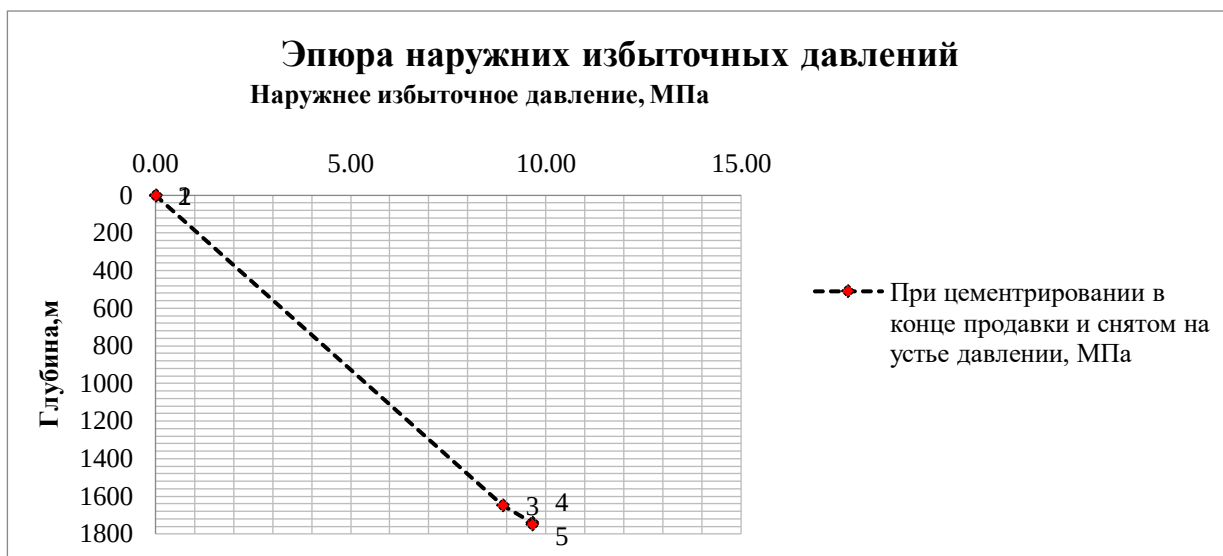


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Эксплуатационная колонна

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 5.

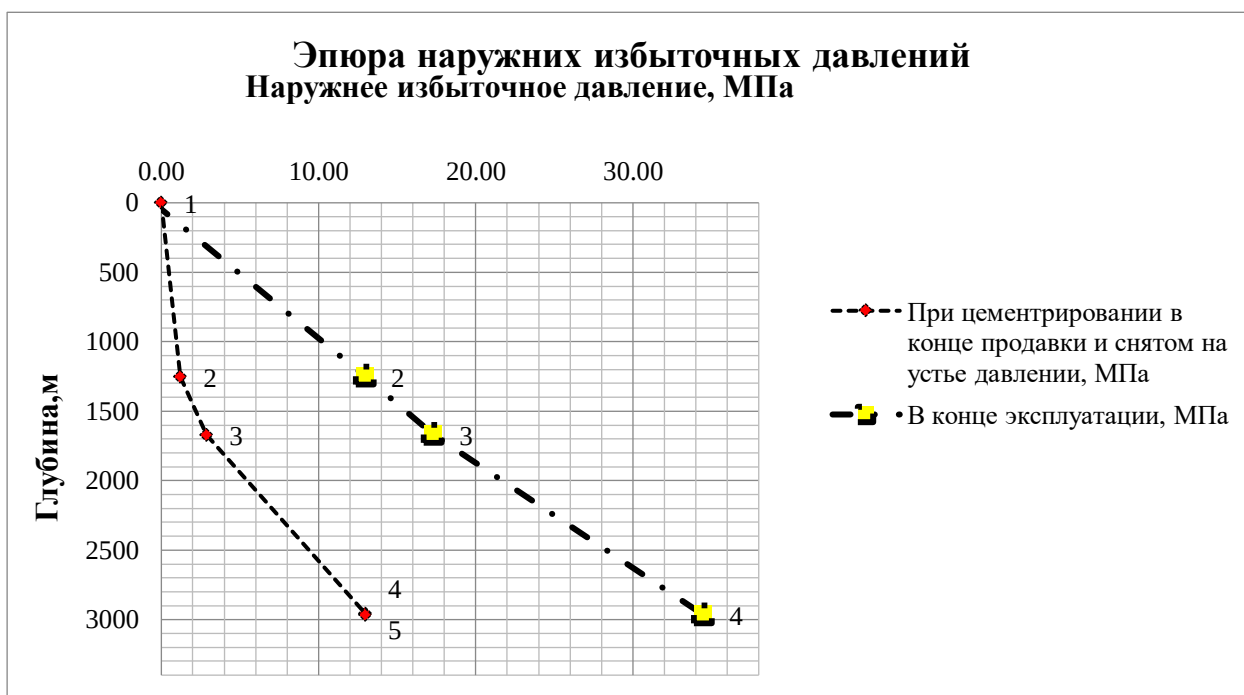


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Расчет внутренних избыточных давлений.

Кондуктор. Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 6.

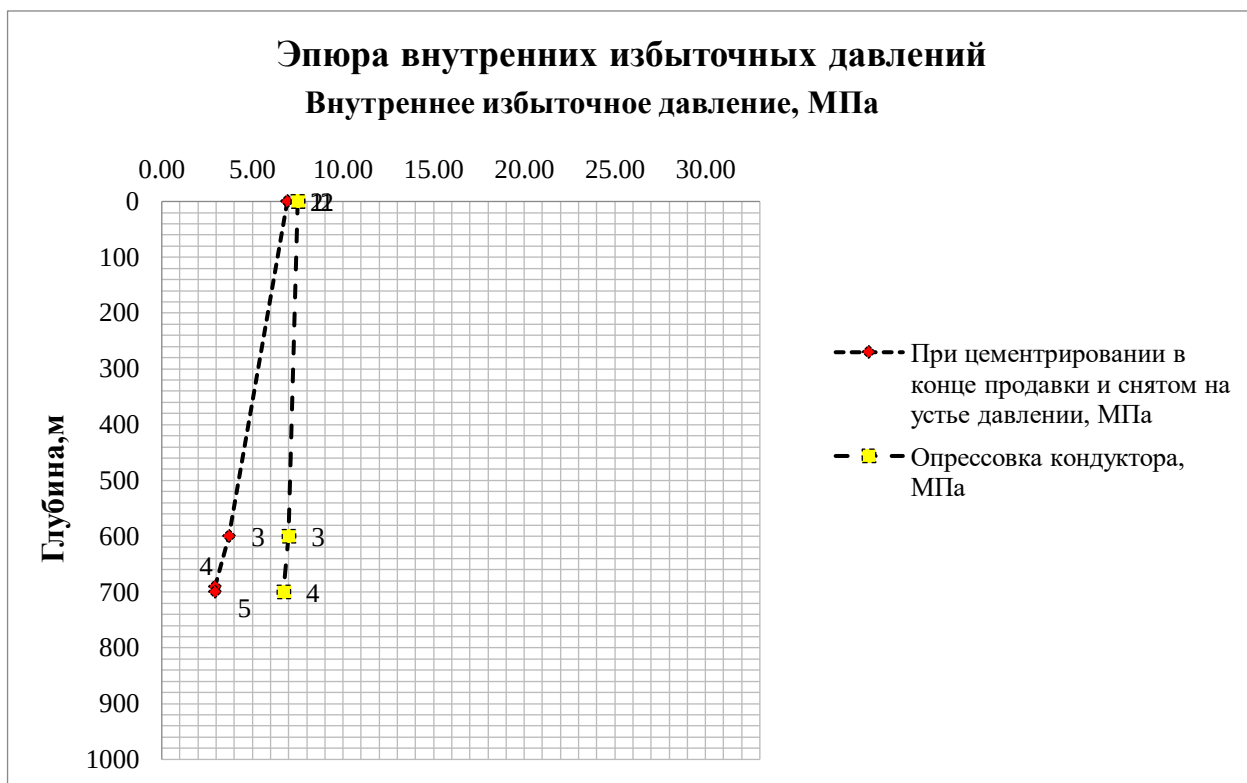


Рисунок 6 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Техническая колонна

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 7.

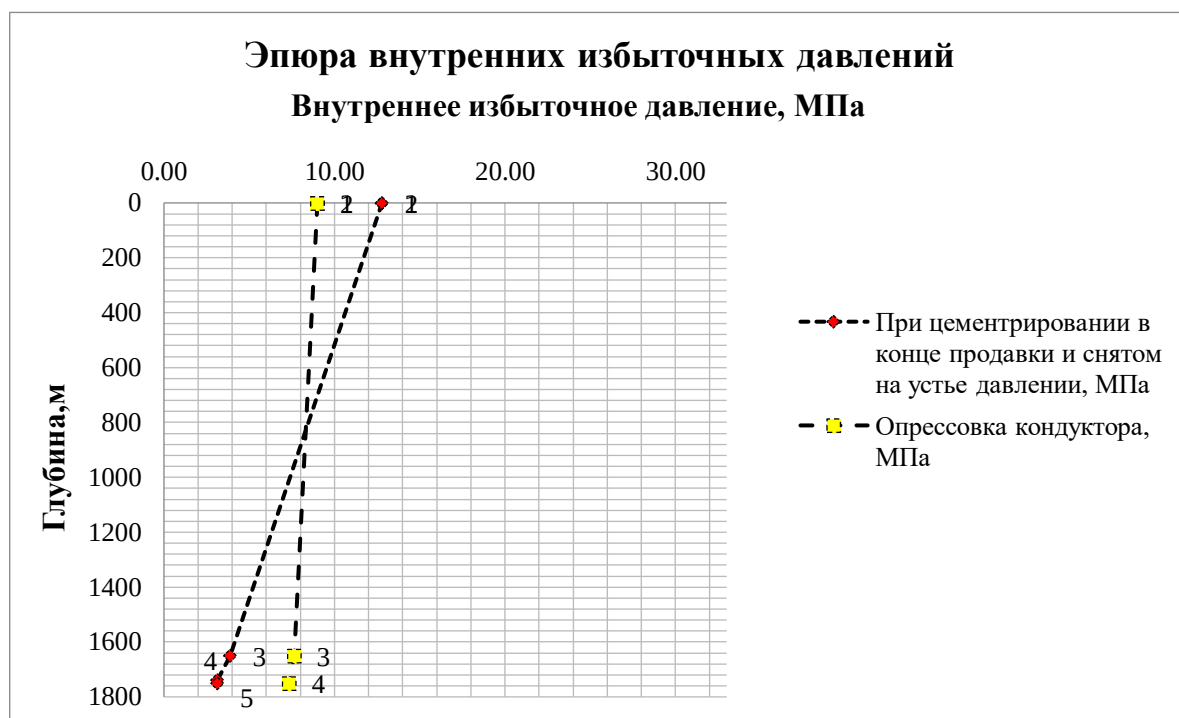


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Эксплуатационная колонна

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 8.

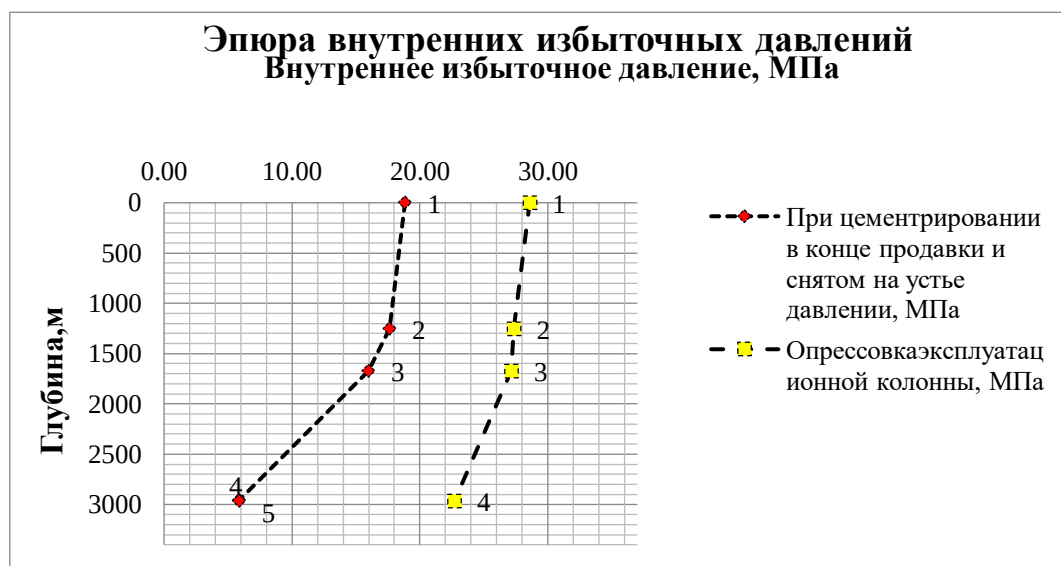


Рисунок 8 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Хвостовик

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке представлены на рисунке 9.

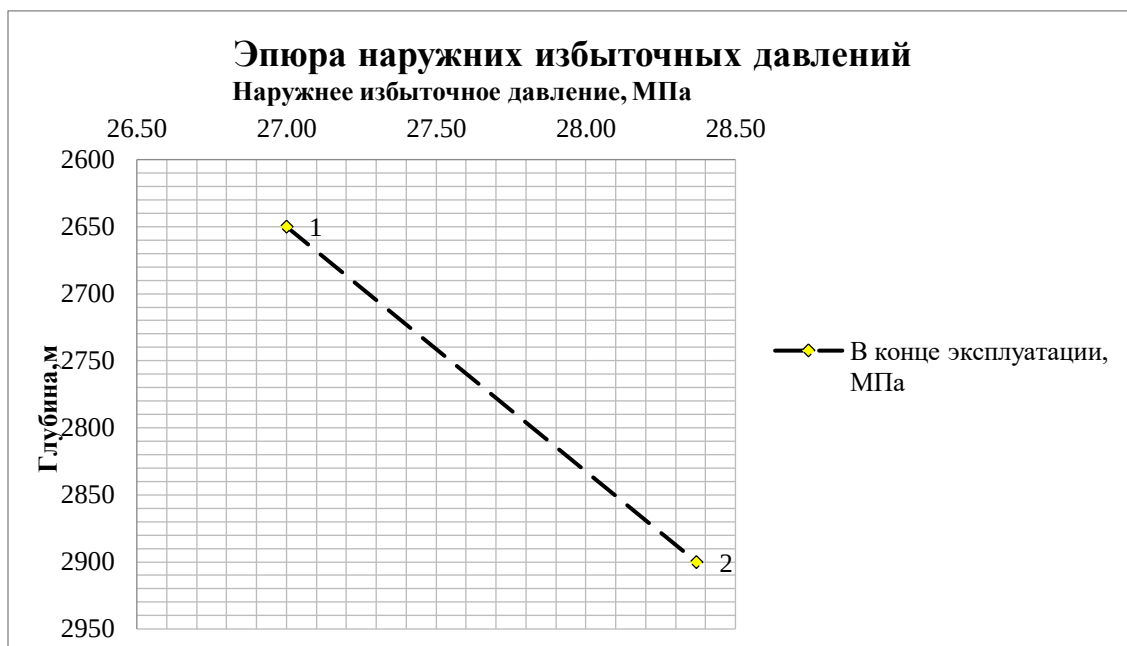


Рисунок 9 – Эпюра внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [2], были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	106,46	11710	11710	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	700	62,7	43890	43890	0-700
Техническая колонна								
1	ОТТГ	Д	8,9	1769	53,8	94472,8	94472,8	0-1769

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	12,7	1590	52,7	83793	150687,5	1685-3275
2	ОТТГ	Е	9,2	1685	39,7	66894,5		0-1685
Хвостовик								
1	ОТТГ	Д	7,5	701	22,4	15702,4	15702,4	3275-3976

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для цементирования хвостовика применяется, подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, ПХНВ1. 127/178-114-УИФ ОТТМ.

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл} , мм	Наименование, Шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
1	2	3		4	5
Кондуктор 324	БКМ-324	700	700	1	1
	ЦКОД-324	690	690	1	1
	ЦПЦ 324/394	0	60	1	22
		60	690	21	
	ПРП-Ц-В-324	690	690	1	1
Промежуточная колонна 245	БКМ-245	1769	1769	1	1
	ЦКОДУ-245	1759	1759	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	700	24	67
		700	1759	43	

Продолжение таблицы 25

1	2	3		4	5
	ПРП-Ц-В-245	1759	1759	1	1
Эксплуатационная, 178	БКОК-178	3275	3275	1	1
	ЦКОДУ-178	3265	3265	1	1
	ЦПЦ 178/220	0	1759	36	256
		1759	1792	1	
		1792	3265	219	
	ЦТ 178/220	1792	3265	16	16
	ПРП-Ц-Н-178	3265	3265	1	1
	ПРП-Ц-В-178	3265	3265	1	1
	МСЦ-178	1297	1297	1	1
Хвостовик 127	БКОК-127	3976	3976	1	1
	ЦКОДУ-127	3966	3966	1	1
	ЦПЦ 127/155	3125	3966	87	87
	ЦТ 127/155	3125	3966	44	44
	ПРП-Ц-Н-127	3966	3966	1	1
	ПРП-Ц-В-127	3966	3966	1	1
	ПХНВ1. 127/178-114-УИФ ОТТМ	3125	3125	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

При расчётах было выявлено, что условие недопущения гидроразрыва не выполняется, следовательно, выполняем цементирование в две ступени. Мною предложен вариант с цементированием, с использованием муфты двух ступенчатого цементирования. Вовремя продавки первой ступени в скважину будет поступать тампонажный раствор нормальной плотности до отметки 1297 метров, затем будет продавлен облегчённый тампонажный раствор. Данный способ цементирования не даст произойти такой аварийной ситуации, как гидроразрыв пласта.

Таблица 26 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	4,99	0,998	1100	0,31	МБП-СМ	69,86
		3,992	1100	3,32	МБП-МВ	59,88
Продавочная жидкость	62,8		1000	62,8	-	-
Облегченный тампонажный раствор	12,7		1400	5,4	ПЦТ–III–О6(4-6)-100	10427
					НТФ	5,2
Нормальной плотности тампонажный раствор	21,8		1800	14,3	ПЦТ - II - 100	27663
					НТФ	8,94

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 10.

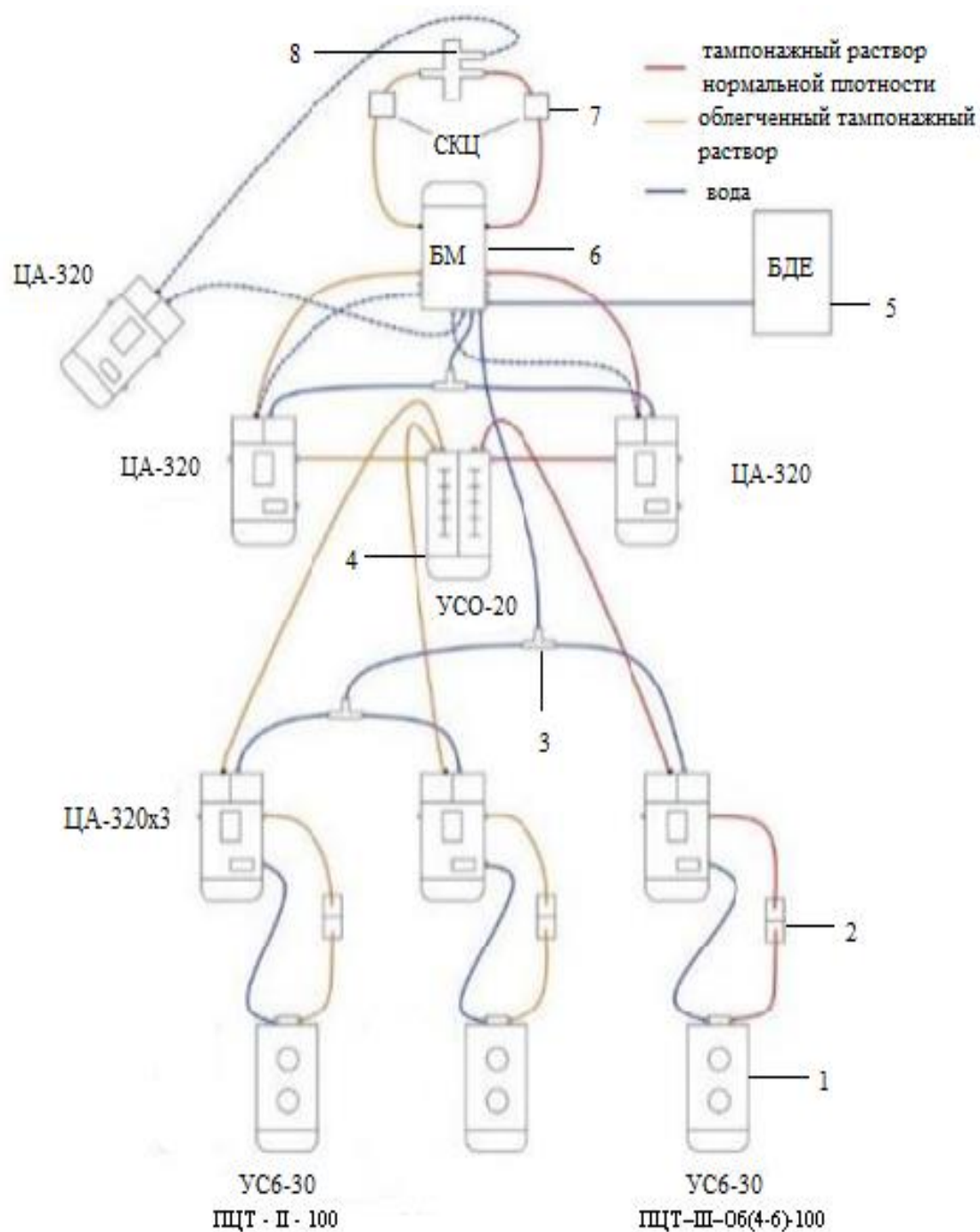


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1049 \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

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:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(6,9 + 61,32) = 136,44 \text{ м}^3 \quad (3)$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Так как в проект скважины вложен хвостовик фильтр, то перфорация не требуется.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 27 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 27 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
32	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

ГРП пласта и вызов притока

Главным методом ГРП при использовании зацементированного хвостовика является обычный ГРП с проппантом в одну стадию.

Вызов притока будет осуществляться с помощью технологии освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны, данный метод производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Шифр эжекторной установки УЭГИС-3 (ЦУТ-сервис)

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины, представлен в таблице 28.

Таблица 28 –Выбору БУ.

БУ 4000/ 250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	131,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$150 > 131,3$

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	150,7	[G _{кр}] × 0,9 > Q _{об}	225>150,7
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	195,91	[G _{кр}] / Q _{пр} > 1	250/195,91= 1,27>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		

3 Циркуляционные системы буровых установок для работы на шельфе

3.1 Функции циркуляционной системы буровой установки для бурения на шельфе

Для бурения на море применяют разного типа конструкции агрегатов для бурения, на стационарных платформах, так и на буровых судах. Если необходимо зафиксировать установку на небольшой глубине, то сооружают эстакады, насыпают острова.

Буровые устанавливают на арктических шельфах посредством намораживания ледовых островов, которые либо плавают, либо жёстко стоят на дне моря [4].

На море бурить дороже, чем на материке. В первую очередь на издержки влияет климат, очень дорогая добыча в Арктике, например. Во вторую очередь в расчёт принимают глубину до морского дна, чем глубже, тем сложнее условия проходки.

На шельфе, который не замерзает, осуществляет бурение с разного вида платформ. Разведка ведётся с плавучих средств, агрегатов погружного вида, а так же полупогружных агрегатов [5].

Проходку рабочих скважин, осуществляют одной или двумя буровыми установками со стоячих платформ. На одной буровой платформе, которая жёстко зафиксирована на месте, обычно бурят от двенадцати до девяноста шести скважин. На самоподъёмных платформах, где устьевое оборудование устанавливают под водой, тоже в настоящее время увеличивают число скважин.

На морских буровых установках для очистки скважин применяют замкнутую и закрытую циркуляционную систему.

Замкнутость и закрытость циркуляционной системы (рис.11), которая необходима для очистки ствола, а так же для подготовки шламовой жидкости,

обусловлена сложностью использования других типов ЦС при качке. В таблице Приложения К показаны основные типоразмеры циркуляционных систем.



Рисунок 11 – Схематично стандартную циркуляционную систему (ЦС100Э) можно представить следующим образом:

1 – трубопровод для долива; 2 – провод для стока раствора; 3 – блок очистки; 4 – приемный блок циркуляционной системы; 5 – шкаф управления электрооборудованием.

Существует и другая причина такой конструкции, это экологическое законодательство, которое определяет правила эксплуатации данного агрегата. По закону бурильные установки должны иметь ЦС с замкнутым циклом, а не спускать шламовую жидкость в море, так же отходы производства должны располагаться в установленном для них месте.

Колонна водоотделяющая монтируется на устье скважины, чтобы создать в ней замкнутую циркуляцию.

Очистку раствора от шлама производят следующим образом (рис.2).

При проходке в скважину нагнетается шламовая жидкость, которая состоит из бентонитовой глины, пластификаторов, стабилизаторов, ПАВ. Эти компоненты обеспечивают эффективное бурение.

Отработанный буровой раствор насыщается разбуренной породой, которая является основным компонентом бурового шлама [5].

Далее использованный раствор фильтруют с помощью сит. Жидкую массу вторично применяют в буровом процессе, а твердая (кашицеобразная) масса с влажностью около семидесяти процентов, переходит в хранилище для шлама, так называемый амбар.

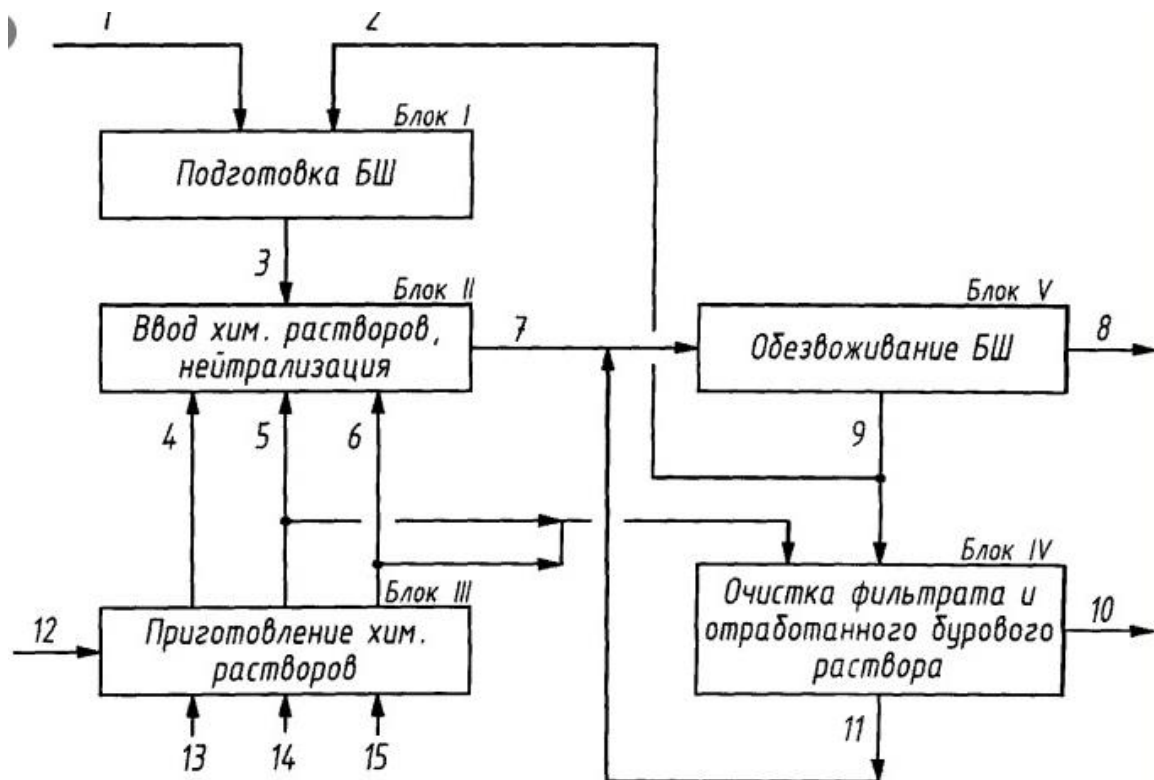


Рис.12 – Комплекс очистки шламowego раствора

При проходке скважин на шельфе Сахалина и на Каспийском шельфе используют технологию бурения под направление, систему циркуляции не замыкают. Вся отработка сливается в море.

Для долгого и качественного функционирования буровые скважины подвергают специальной очистке. Эту процедуру производят с помощью циркуляционной системы. Колонны очищают не только водой из моря, но и другими специфическими жидкостями[6].

Если бурят песчаник или другие пласты из осадочных пород, используют растворы глины. При проходке происходит фиксация грунта на стенках скважин.

Растворы для промывки скважин применяют в разных случаях разные, например: солевые, меловые, эмульсионные, аэрированные, ингибированные, утяжеленные, полимерные буровые растворы и растворы на нефтяной основе. Чаще всего в скважину для очистки от шлама подают вначале воду из моря, а затем вязкую жидкость.

3.2 Устройство и принцип работы циркуляционной системы

Циркуляционная система буровой установки включает в себя комплекс элементов, связанных с движением, распределением, обработкой, отводом и хранением жидкости, необходимой в процессе бурения скважин.

В число функций, выполняемых при помощи различных компонент циркуляционной системы буровой установки, входит:

- Приготовление бурового раствора в соответствии с требуемыми параметрами для конкретных условий бурения, а также изменение его физико-механических свойств.
- Очистка отработанного бурового раствора от шлама, выбуренных частей породы и различных примесей с целью его повторного использования. Подробнее о данной технологии можно ознакомиться в статье о так называемом безамбарном бурении. Также циркуляционные системы буровых установок производят дегазацию бурового раствора в случае необходимости.
- Подача раствора в скважину для реализации процесса бурения, а также подведение мощности к забойному двигателю и буровому долоту.
- Хранение запаса бурового раствора в специальных емкостях и резервуарах.

Условно можно разделить комплекс наземных элементов циркуляционной системы на две функциональные части. Одна из них отвечает за очистку и обработку раствора, а вторая – за нагнетание и регулицию его подачи в скважину.

Для выполнения всех этих функций требуется следующий набор основного оборудования:

- Система очистных устройств, которая включает вибросито, песко- и илоотделители, центрифугу и дегазатор. Применение многоступенчатой системы очистки позволяет провести тщательную подготовку отработанного бурового раствора для повторного использования[6].
- Рабочие и запасные емкости обеспечивают место для хранения раствора. Такие емкости часто снабжаются перемешивателями механического или гидравлического типа.
- Трубопроводы, по которым циркулирует раствор, и средства их соединения.
- Резервуары для хранения реагентов для обработки и изменения свойств, применяемых жидкостей.
- Буровые насосы для нагнетания и контроля подачи жидкости.

В ее состав также входят желоба, доливные емкости и ряд других компонент. Кроме того, весь комплекс часто снабжается специальными тентами, в которых могут быть предусмотрены дополнительное утепление и система отопления.

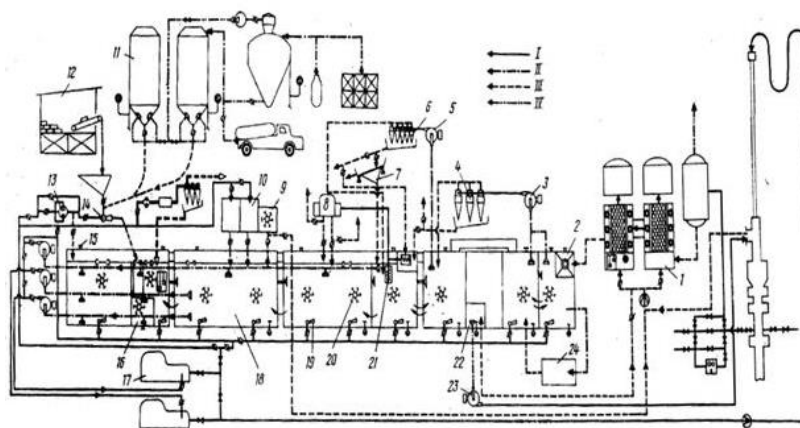


Рис.13—Технологическая схема циркуляционной системы буровой установки: линии: I — нагнетательная; II — всасывающая; III — сливная; IV — воздушная

Применение циркуляционных систем при бурении для обеспечения многократной циркуляции раствора по замкнутой системе между насосным оборудованием и скважиной позволяет снизить расходы и улучшить экономические показатели.

Инновационные циркуляционные системы буровой установки можно классифицируют на следующих трёх категориях:

1) Стационарная циркуляционная система бурового раствора

Стационарная буровая установка KOSUN имеет конструкцию, которая удовлетворяет всем потребностям по бурению глубинных скважин и бурового раствора различного состава. Каждое оборудование в составе стационарной буровой установки может быть использовано как в сборе так и отдельно. (KOSUN) укомплектовывает 350HP, 450HP, 550HP, 750HP серийные установки капитального ремонта скважин и Стационарные буровые установки серии 1000HP, 1500HP, 2000HP.

2) Мобильная циркуляционная система бурового раствора

Компания KOSUN разработала мобильную циркуляционную систему, которая отвечает всем требованиям охраны окружающей среды и стандартам качества.

3) Низкотемпературная циркуляционная система бурового раствора

Разработана циркуляционная система буровой жидкости с целью применения её в экстремальных условиях севера, там где температура воздуха на поверхности может достигать минус сорока градусов по Цельсию.

3.3 Заключение

В результате исследования в реферативной работе была достигнута цель, изучена циркуляционная система буровых установок для работы на шельфе.

В работе решены следующие задачи:

1. Изучены особенности морского бурения, в частности бурения на шельфе.
2. Рассмотрены циркуляционные системы буровых установок для работы на шельфе, их особенности и состав.

При исследовании были использованы статьи, учебные материалы, ресурсы сети Интернет.

В заключении можно сделать вывод. Главные правила, которые необходимо соблюдать при работе с циркуляционными системами на буровых установках для обеспечения качественного и безопасного бурения — это чёткое выполнение рецептуры шламового раствора, поддержание необходимых условий при хранении и транспортировке буровой жидкости. Состав и качество бурового раствора во многом определяют эффективность бурения. Так же необходим контроль и своевременное устранение неисправностей оборудования, во избежание аварийных ситуаций и останова системы.

Система циркуляции закрытого типа с замкнутым контуром используется при бурении на шельфе. Конструкция подобного типа экономически выгодна и экологична. При многократной замкнутой циркуляции уменьшается потребность в реагентах, которые необходимы для приготовления шламовой жидкости, раствор не сливается наружу, а используется повторно, тем самым нет загрязнения на территории промысла вредными веществами.

4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности предприятия

История компании начинается с 1964 года, тогда компания носила название «Сургутнефть» и занималась в основном сезонной добычей нефти. По прошествии 13 лет было основано многопрофильное производственное объединение «Сургутнефтегаз». ПАО «Сургутнефтегаз» занимается не только добычей нефти и газа, а также переработкой и сбытом нефтепродуктов на рынок. Можно отметить так же факт того, что компания является обладателем крупнейшей тепловой электростанции Сургутской ГРЭС-2.

ПАО «Сургутнефтегаз» уникальная в своём роде нефтегазодобывающая компания в Российской Федерации, так как спектр её товаров не останавливается лишь на добычи углеводородов, он так же включает в себя нефтепереработку и сбыт готовой продукции на рынок.

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет добычу в основном в Западной и Восточной Сибири, основная цель компании — это сохранение баланса между рациональным использованием недр и экономической эффективностью. Компания удерживает стабильный уровень нефтедобычи на протяжении пяти лет.

Нефтепереработкой занимается ООО «Кинеф». Это крупнейшее нефтеперерабатывающее предприятие в России и единственное на Северо-Западе страны. Ассортимент выпускаемой продукции довольно обширен он включает в себя: моторные топлива, ароматические углеводороды, жидкий парафин, кровельные и гидроизоляционные материалы. Стоит отметить, что ООО «КИНЕФ» так же занимается производством дизельного топлива, авиакеросина, кровельных материалов, битумов, которые соответствуют международным стандартам качества.

4.2 Организационная структура предприятия

ПАО «Сургутнефтегаз» уделяет большое внимание добыче и транспортировке, и увеличению его объёмов, делается это для увеличения энерговыработки на собственных электростанциях, как говорилось ранее, в управлении ПАО «Сургутнефтегаз» находится крупнейшая тепловая электростанция Сургутская ГРЭС-2. Компания уделяет большое внимание вопросу переработки попутного нефтяного газа. Газоперерабатывающий завод-современный комплекс, позволяющий получать сухой отбензиненный компримированный газ, а также жидкие углеводороды, находящие широкое применение в промышленной и хозяйственной деятельности Российской Федерации.

Политика сбыта продукции компании предполагает реализацию всей продукции, производимой ООО «КИНЕФ» и УПГ ПАО «Сургутнефтегаз», широкому кругу покупателей, посредством биржевых торгов. Это направлено для соблюдения равнодоступности к ресурсам всех покупателей, данный подход носит единый, недискриминационный, для всех категорий покупателей характер, основанный на текущей рыночной ситуации.

На долю компании ПАО «Сургутнефтегаз» приходится 17% эксплуатационного бурения в России, 11% нефтедобычи, 22% поисково-разведочного бурения, 99,3%-уровень использования попутного нефтяного газа, 7% отечественной нефтепереработки. Компания предоставляет весь спектр эксплуатации углеводородов, начиная от добычи, заканчивая переработкой.

Были проанализированы истории торгов на АО «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая биржа» и АО «Биржа «Санкт-Петербург», можно сделать вывод о том, что покупателями продукции ПАО «Сургутнефтегаз», а точнее продукции производимой на ООО «КИНЕФ» и УПГ ПАО «Сургутнефтегаз», может стать абсолютно любой клиент, являющийся физическим или юридическим лицом.

Конкурентами ПАО «Сургутнефтегаз», являются нефтегазодобывающие компании России, такие как ПАО «Газпромнефть», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл».

4.2.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы
- бурение и крепление скважины

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекта
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (4)$$

где $T_{\text{бн}}$ – норма времени на бурение одного метра, час

h – величина нормативного интервала, метр

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (5)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (6)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (7)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (8)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (9)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [9],[10].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (10)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (11)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (12)$$

где T_k - календарное время бурения, час

Средняя проходка на долото по скважине(м):

$$h_{cp} = \frac{H}{n}, \quad (13)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Все расчеты сведены в нормативной карте в таблице Е.1.

4.2.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

В компании ПАО «Сургутнефтегаз» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Всего на сооружение скважины необходимо 530,67 часов (22,11 суток).

Линейный календарный график наглядно показывает занятость бригады и позволяет оценить возможность распределения, что позволяет избежать простоев.

Таблица 29 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	40	■								
			■							
				■						
					■					
Буровая	22					■				
							■			
Испытания	8							■		

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные
- свод затрат по строительству скважины

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [11], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы ;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости об времени и объема работ.

Затраты зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады
- содержание бурового оборудования и амортизация

Затраты зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб,
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 218

Сводный расчет в ценах 1984 года приведен в приложении Л.

Сводный сметный расчет представлен в приложении Л.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [13].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [14].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [16].

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [17].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [17]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице .

Таблица 30 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	—	+	+	МР 2.2.7.212906
2. Превышение уровня шума	—	+	+	ГОСТ Р ИСО 9612-2013

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5
3. Повышенные уровни вибрации	—	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	—	+	+	СанПиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.4.041-2001
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
9. Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте	—	+	+	ПБНГП [20]

5.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Парабельский район, особый), в холодный

период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты - комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При

температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.212906 [28]. Нормы приведены в таблице 31 .

Таблица 31 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышенные уровни шума

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. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и

виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [25]. Мероприятия по устранению

вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты

(амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы

основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды
Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [28] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице .

Таблица 32 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	-	Пары нефти, бензина	10
- Углеводороды	100	Сероводород	3
- Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
- Диоксид углерода	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [29]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [34].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [35] и приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят

использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [27].

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствию защитного заземления, при обслуживании силовых электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько видов электрооборудования: распределительное устройство, силовые

трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от

сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под станцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [18] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.3 Экологическая безопасность

Непредвиденные аварийные ситуации оказывают наиболее сильное негативное воздействие на экологическую обстановку. Именно поэтому необходимо оценивать риски возникновения таких ситуаций и рассчитывать возможный ущерб, а также принимать меры по их недопущению, проектировать наиболее благоприятные методы ликвидации последствий. Кроме того, следует стремиться к минимальному воздействию на экологическую систему во время проведения всех штатных операций.

5.3.1 Защита атмосферы

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и

технологических процессов на окружающую среду. Основные источники 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.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке

Таблица 34 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

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 .

5.3.2 Защита гидросферы

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.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

5.3.3 Защита литосферы

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земле под площадку, снимается плодородный слой почвы, движение автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические

емкости и транспортируются к месту утилизации.

Таблица 35 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0

Меры предотвращения загрязнения: хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов в металлических емкостях, на специально оборудованной обвалованной территории, все химические реагенты транспортируются в герметичных емкостях и специализированной техникой, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, применение безамбарного способа бурения, при ликвидации скважины установлен цементный мост не менее 50 метров

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убраным до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель.

5.3.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на буровом объекте – это обстановка на буровой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери

Вовремя строительства скважин возможно возникновение различных чрезвычайных ситуаций, как техногенного так и природного характера: пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, под воздействием природных или технических факторов, нападение диких животных

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газоводонефтепроявление (ГНВП).

Основные причины ГНВП:

- нарушения технологии строительства скважин (несоответствие параметров бурового раствора, недолив скважины при СПО, длительные остановки без промывки), ошибки при проектировании
- технические неполадки с оборудованием (отказ контрольно-измерительной аппаратуры для определения ГНВП, выход из строя противовыбросового оборудования, нарушение в работе насосов, систем долива)
- горно-геологические осложнения (поглощение бурового раствора, уменьшение плотности раствора поступившим из пласта газом)
- Методы по предупреждению ГНВП:
- правильный выбор конструкции скважины
- контроль и поверка ПВО, регулярные опрессовки
- вывешивание плакатов, предупреждающих о том, что пласт вскрыт
- поддержание проектных параметров бурового раствора
- контроль качества цементирования
- тренировки и инструктажи (сигнал Выброс).

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 3976 метров на нефтегазовом месторождении Тюменской области.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. В связи с возможным гидроразрывом пласта под башмаком кондуктора на рассчитанной глубине проектируется спуск технической колонны, кондуктор спускается на необходимую глубину. Для увеличения интенсификации флюида был выбран зацементированный хвостовик с дальнейшей перефорацией участка и гидроразрывом пласта.

Под интервал направления проектируется термокейс и буриться он при помощи шнека, диаметром 490,0 мм. В целях экономии интервал под кондуктор проектируется роторный способа бурения, в интервалах технической, эксплуатационной колонны и хвостовика заложены винтовые забойные двигатели, а именно D 950 HF, D675 5", D500 ½ LOBE. Данные двигатели обеспечивают максимально необходимый расход бурового раствора для максимальной эффективности необходимых показателей для эффективного выноса шлама и недопущения осложнений в процессе бурения.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор и ТК запроектированы полимерные-глинистые буровые растворы, которые минимизируют процесс набухания глин. Для бурения под ЭК выбран полимерный (инкапсулированный) буровой раствор, который обеспечит минимальное загрязнение вышележащих продуктивных пластов, для последующей их разработки. Для интервала под хвостовик был выбран KCl/полимерный раствор, что так же отразится положительно на коллекторских свойствах пласта.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной, это сделано для обеспечения максимальных прочностных характеристик, стоит так же отметить что, интервал состоит из труб категории прочности Е и Д, это сделано для того чтобы минимизировать нагрузки на колонную в процессе бурения скважины и её эксплуатации. Тип резьбового соединения был выбран ОТТГ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран двухступенчатый способ цементирования с муфтой двух ступенчатого цементирования.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектирован и специально подобран устройство для перфорации скважин ORION 73КЛ и вызова притока посредством гидроразрыва пород.

В специальной части были сделаны выводы о системе циркуляции закрытого типа с замкнутым контуром используется при бурении на шельфе. Конструкция подобного типа экономически выгодна и экологична. При многократной замкнутой циркуляции уменьшается потребность в реагентах, которые необходимы для приготовления шламовой жидкости, раствор не сливается наружу, а используется повторно, тем самым нет загрязнения на территории промысла вредными веществами.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит

сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список 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. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Бурение на шельфе. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://neftegaz.ru/analysis/offshoredrilling/329276-morskoe-burenie/>, свободный (дата обращения 12.02.2020).
5. Особенности бурения скважин на шельфе : учебное пособие / В. Г. Кузнецов, Ю. В. Лаврентьев, А. Е. Казанцев и др. ; под общ. ред. В. Г. Кузнецова. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 80 с
6. Шельф для своих. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://pro-arctic.ru/21/09/2016/gamers/23361>, свободный (дата обращения 12.02.2020).
7. Балаба В.И. Обеспечение экологической безопасности строительства скважин на море.//Журнал «Бурение и нефть». - 2004. - № 1. - С. 18-21. [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://www.gubkin.ru/personal_sites/balabavi/offshore_drilling.php?print=Y, свободный (дата обращения 12.02.2020).
8. Отечественное оборудование циркуляционных систем для безамбарного бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/general-questions/332453-otechestvennoe-oborudovanie-tsirkulyatsionnykh-sistem-dlya->

bezambarnogo-bureniya-i-kapitalnogo-remon/, свободный (дата обращения 12.02.2020).

9. Шламовые насосы. [Электронный ресурс] — Режим доступа: centrifugalpumpsupplier.blogspot.com/2017/11/sand-pumps-kosun-sent-to-north-africa.html, свободный (дата обращения 12.02.2020).

10. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>

11. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х

12. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>

13. 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

14. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н (ред. от 13.12.2019) "Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда" [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_120902/

15. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Ограничения на работы вахтовым методом» [Электронный источник] /

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/af72ada0e271d7cdc217199d8c67f147d8974583/

16. «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых» СанПиН 1964-79 от 19.02.1979г.
17. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1992. - Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 06.06.91 N 807
18. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008 –М: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2008
19. «Естественное и искусственное освещение» СНиП 23-05-95 от 01.01.1996 г. – Введ. постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78
20. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
21. ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте – Введ: Министерство труда и социального развития Российской Федерации постановление от 4 октября 2000 г. № 68
22. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ статья 109 (ред. от 16.12.2019) «Специальные перерывы для обогрева и отдыха» [Электронный источник] / <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-5/gl-18/st-109-tk-rf>
23. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями и дополнениями) Глава III. «Организация деятельности в области охраны атмосферного воздуха» (ст. ст. 9 - 20) Статья 12. «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на атмосферный воздух»

24. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – Введ: 01.07.1987. : постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691
25. ГОСТ 12.4.026-2001 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний» - Введ: Постановлением Госстандарта России от 19 сентября 2001 г. N 387-ст.
26. ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах [Электронный источник]/ <http://docs.cntd.ru/document/1200107818>
27. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве [Электронный источник]/ <http://docs.cntd.ru/document/901966754>
28. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [Электронный источник]/ <http://docs.cntd.ru/document/1200047514>
29. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [Электронный источник]/

Приложение А

Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средне-взвешенная величина)
от (кров	до (подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отл.	Q	—	—	1,3
50	250	Серовская- ирбит ская- юрковская- атлым. - новохим.	Р 2-3	—	—	1,3
250	573	Тибейсалинская св.	Р ₁	—	—	1,15
573	643	Танамская свита	K ₂ ^{d+m}	—	—	1,15
643	1023	Часельская свита	K ₂ ^{km+st-k}	—	—	1,15
1023	1123	Кузнецовская свита	K _{2t}	—	—	1,15
1123	1849	Покурская свита	K ₁₋₂ ^{s-al-a}	—	—	1,15
1849	2100	Ереямская свита	K ₁ ^{a-br-h}	—	—	1,15
2100	2750	Заполярная свита	K ₁ ^v	—	—	1,15
2750	3249	Мегионская свита	K ₁ ^{v-b}	—	—	1,05
3249	3308	Яновстанская	J ₃ ^{km-v}	—	—	1,05
3308	3458	Сиговская	J ₃ ^{o-km}	—	—	1,05
3458	3531	Точинская	J ₃ ^{ki-o}	—	—	1,05
3531	3850	Малышевская	J ₂ ^{b-kl}	—	—	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q		50	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси
P 2-3	50	250	Алевритистые глины с прослоями алевролитов и глауконитовых песков.
P ₁	250	573	Верхн. часть - пески мелкозерн. слабо каолиниз., с прослоями глин и алевролитов. Нижн. часть- глины темно-серые алевритистые, слюдистые, иногда опоквидные, с прослоями алевритов и песков.
K2 _{d+m}	573	643	Серые, зеленовато-серые и желтовато-серые пески и алевриты с прослоями глин алевритовых
K2 _{km+st-k}	643	1023	Верх -ритмичное переслаивание глинистых алевролитов, алевритистых глин. Низ - серые и темно-серые глины с прослоями глинистых алевролитов, реже песков.
K2 _t	1023	1123	Морские плотные глины зеленовато- серые, с включ.глауконита, пиритиз. Водорослей. В верхней части песчано- алевритовые отложения газсалинской пачки.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K_{1-2}^{s-al-a}	1123	1849	Верхняя подсвита- преимущественно алевролитопесчаные отложения. Средняя часть- крупные пачки глин, глинистых алевролитов, пропластки углей. Нижн. часть- ритмичное чередование алевролитоглинистых, алевролитопесчаных и существенно песчаных толщ.
K_1^{a-br-h}	1849	2100	Песчаники серые, в средней части коалинизированные, с несколькими прослоями серых алевролитов и глин шоколадных, в основании слабо биотурбированных. Характерен обугленный растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины, корневидные растительные остатки.
K_{1v}	2100	2750	Серые песчаники, чередующиеся с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевролитовых глин в основании слабо битуминозных
K_{1v-b}	2750	3249	аргиллитоподобные, серые и темно- серые, алевритовые и тонкоотмученные, с пластами песчаных относительно равномерно распределенных по всему разрезу
J3km-v-K1	3249	3308	Темно-серые аргиллитоподобные глины, от тонкоотмученных до алевритовых, с подчиненными прослоями серых песчаников и алевролитов

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4
J3o-km	3308	3458	Песчаники серые, алевролиты, в разной степени глауконитовыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами
J ₃ ^{ki-o}	3458	3531	Глины и аргиллиты темно-серые алевроитовые, с прослоями алевролитов и песчаником
J ₂ ^{b-kl}	3531	3850	Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые и буровато-серые, преимущественно мелко-зернистые, кварцевополевошпатовые. Глины буровато-серые и темно-серые, алевроитистые, тонкоплитчатые, часто углистые с маломощными прослоями песчаников.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического	Интерв		Краткое название горной породы	Плотность, кг /м ³	Пористость, %	Проницае- мость, дарси	Глини- стость, %	Категория твердости	Абразивность (класс)	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, 11
	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	50	суглинки, супеси, глины,	1920	40-42	—	20-30 90	I-II	II-III	Мерзлые
P ₂₋₃	50	250	пески Алевритистые глины,	1920	40-42	—	20-30 90	II-IV	III, VI-VII	Мерзлые
P1, K2	250	573	Пески, алевролиты, глины, пески	1950	30-32	—	80	II- IV	III-IV	Мерзлые
K2	573	643	Пески, глины, алевриты	1940	26-28	—	100	II-III	III-IV	Мягкие
K1-2	643	1123	Алевритистые глины, глины, пески	1940	26-228	—	100	II-III	II-IV	Мягкие
K1, K1	1123	1849	Глины, Алевритистые глины, песчаник	2080	24-27	—	90	III-VII	IV-VIII	Средние

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₁ ^{a-br-h}	1849	2100	Песчаники серые, Алевриты, Глины,	2080	24-27	—	90	IV-VII	IV-VIII	Средние
K1v	2100	2750	Песчаники, Алевролиты, Алевритистые глины	2230	20-22	—	20	III-VII	IV-VIII	Средние
K1v-b	2750	3249	Глины аргиллитоподобные, Песчаники	2310	14-19	—	20	V-VII	V-IX	Средние
J3km-v-K1	3249	3308	Глины аргиллитоподобные, Алевролиты, песчаники	2310	14-19	—	20	V-VII	V-IX	Средние
J3o-km	3308	3458	Песчаники, Алевролиты, Глины аргиллитоподобные	2290	12-15	—	80	V-VIII	VI-IX	Твердые
J ₃ ^{ki-o}	3458	3531	Глины, Аргиллиты, песчаники	2310	14-15	—	30	V-IV	VI-IX	Твердые
J ₂ ^{b-kl}	3531	3850	Песчаники, Глины аргиллитоподобные	2380	8-16	—	30	V-IX	VI-IX	Твердые

Таблица А.4 – Геокриологическая характеристика пород на месторождения

Система	Интервал		Тип ММП	Льдистость	Наличие (да, нет)			
(свита)	залегания, м		(О-	пород, %	избыточной	таликов	межмерзлотных	пропластков
	от	до	Р- реликтовый)		льдистости в виде линз		напорных вод	газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	
Четвертичная	3	50	О	50-60	да	да	нет	нет
Палеогеновая	100	350	Р	20-30	нет	да	нет	да

Таблица А.5 –возможные осложнения

Индекс стратигра фического подраздел ения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
К	1100	3222	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
К-J	3222	3850		
К-J	0	3850	Осыпи и обвалы горных пород	Причины: нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений
ПК16 ² , ПК18, БТ12 ⁰ , БТ1 БТ12 ¹⁻¹ Ю2 ¹	1100	3222	Нефтепроявление	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - снижения уровня бурового раствора при бурении или жидкостей глушения при испытании при СПО инструмента и отсутствии долива скважины; - подъема бурильной колонны при наличии сифона или поршневания - требования по устранению в соответствии с п. 285. “Правил безопасности...” 2013г.; снижения плотности бурового раствора или жидкостей освоения, заполняющей скважину ниже допустимой величины, определяемой в соответствии с требова- ниями п. 210. “Правил безопасности...” 2013г. .
	3222	3850		
Q - P1	0	600	Прихватопасность	Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО, в т.ч. организационных простоях.
Q-K1	600	3850	Прихватопасность	

Приложение Б

Проектирование профиля скважины

Таблица Б.1 – результаты проектирования профиля скважины

Тип профиля Профиль наклонно-направленный с горизонтальным окончанием											
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2990,00	Интенсивность искривления на участке набора зенитного				0,24		
Глубина вертикального участка скважины, м				900,00	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				2,40		
Отход скважины, м				1700,36	Интенсивность искривления на участке падения зенитного				-		
Длина интервала бурения по пласту, м				450	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м				-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град				34,5		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				80,0		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				34,5	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				90,0		
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	900,00	900,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	900,00	900,00
2	900,0	2246,00	1346,00	0,00	417,95	417,95	0,00	34,50	900,00	2330,91	1430,91
3	2246,00	2868,00	622,00	417,95	845,43	427,48	34,50	34,50	2330,91	3085,65	754,74
4	2868,00	2968,00	100,00	845,43	1000,90	155,47	34,50	34,50	3085,65	3275,45	189,80
5	2968,00	2990,00	22,00	1000,90	1252,36	251,46	80,00	80,00	3275,45	3528,20	252,75
6	2990,00	2990,00	0,00	1252,36	1700,36	448,00	90,00	90,00	3528,20	3976,20	448,00

Приложение В

Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Таблица В.1 – Технические характеристики запроектированных 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
D 950 HF	700-1756	240	8,7	2005	44-69	115-180	13,6	120-152
D675	1756-3275	172	6,3	830	12-41	55-185	6,1	70-85
5" D500 ½ LOBE	3275-3976	127	5,8	413	9-16	335-560	1,15	20-34

Приложение Г

Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Таблица Г.1 – КНБК для бурения секций (0–3976 м)

Компоновки				Описание элементов БК / КНБК								
Условный номер	Обсадна я колонна	Диаметр ОК, мм	Диаметр долота, мм	№	Описание	Тип	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Толщ. стенки, мм	Вес 1 м, кг/м	Замковое соединение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондукт ор 60- 700 м.	323,9	393,7	1	Долото 393,7 FD 248S-A288	–	0,4	393,7	–	–	176	–
				2	Калибратор К 393,7 МС	–	1,3	393,7	80	–	473	–
				3	Обратный клапан Sperry Drilling M152xH152	–	0,52	203	78	–	112,6105	–
				4	ЗТС МРТ	–	12	203	120	–	200	–
				5	УБТ НУБТ-172 Weatherford	–	1,5	172	83	–	1600	–
				6	УБТ УБТС-203	–	12,9	203	100	–	193	–
				7	БТ ПК 127х9	ТБПК	До устья	127	–	9,2	31,22	ЗП-162-92
2	Промеж уточная 700-1769 м.	244,5	295,3	1	Долото 295,3 FD 257МН-A47М-02	–	0,4	295,3	–	–	89	–
				2	Калибратор КС 295,3СТ	–	0,88	295,3	100	–	210	–
				3	Двигатель D950HF	ВИНТОВОЙ	8,69	240	–	–	2005	–
				4	Обратный клапан Sperry Drilling M133xH133	–	0,51	162	78	–	66,2198	–
				5	Переливной клапан ПК-127РС	–	0,477	–	–	–	15	–
				6	ЗТС ЗИС-4	–	9,6	172	120	–	700	–
				7	УБТ НУБТ-172 Weatherford	–	2,2	172	100	–	1600	–
				8	УБТ УБТ203	–	18,2	203	100	–	192	–
				9	БТ ПК 127х9	ТБПК	До устья	127	–	9,2	31,22	ЗП-162-92

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	Эксплуатационная 1769-3275 м.	177,8	215,9	1	Долото 215,9 FD 377МН-А170	–	0,3	215,9	–	–	48	–
				2	Калибратор 5КС-215.9	–	0,4	215,9	113	–	170	–
				3	Двигатель D675	ВИНТОВОЙ	6,25	172		–	830	–
				4	Обратный клапан Sperry Drilling M133xH133	–	0,51	162	78	–	66,2198	–
				5	Переливной клапан ПК-127РС	–	0,477	–	–	–	15	–
				6	ЗТС ЗИС-4	–	9,6	172	140	–	700	–
				7	УБТ НУБТ-172 Weatherford	–	1,4	172	135	–	1600	–
				8	УБТ УБТ178	–	15	178	135	–	156	–
				9	Яс гидрав. Jar-172	–	4,3	171	71,4	–	45	–
				10	УБТ УБТ178	–	15	178	135	–	156	–
				11	БТ ПК 127х9	ТБПК	До устья	127	–	9,2	31,22	ЗП-162-92
4	Хвостовик 3275-3976 м.	127,0	155,6	1	Долото 155,6 (6 1/8) FD368МА (А89)	–	0,25	155,6	–	–	11,5	–
				2	Калибратор 5КС-155,6	–	0,3	155,6	100	–	80	–
				3	Двигатель ДР-127	ВИНТОВОЙ	5,8	127	–	–	405	–
				4	Обратный клапан Sperry Drilling M102xH102	–	0,437	121	78	–	30,3832	–
				5	Переливной клапан ПК-89 РС	–	0,35	–	–	–	14	–
				6	ЗТС АМК "ГОРИЗОНТ"	–	8	140	120	–	75	–
				7	УБТ НУБТ-120 Weatherford	–	4	121	100	–	750	–
				8	УБТ ТБТ-127	–	40,2	127	76,2	–	74,5	–
				9	БТ БК-89х8	ТБПК	До устья	88,9	–	8	18,3	ЗП-105-51

Приложение Д

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3956 м

Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	700	640	393,7	406	1,2	103,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						54,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,7
Объем раствора в конце бурения интервала						144,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						208,4
Объем раствора к приготовлению:						64,3
Тех. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
700	1769	1065	295,3	303,9	1,15	147,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						81,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,6
Объем раствора в конце бурения интервала						207,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						387,1
Объем раствора к приготовлению:						179,9
Эксп. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	До					
1769	3275	1580	177,8	224,5	1,14	120,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						49,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,0
Объем раствора в конце бурения интервала						182,7
Объем раствора к приготовлению:						303,3
Объем раствора к приготовлению:						120,6
Хвостовик интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
3275	3976	700	155,6	200,7	1,05	116,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0

Продолжение таблицы Д.1

1	2
Расчетные потери бурового раствора при очистке	36,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО	5,8
Объем раствора в конце бурения интервала	190,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:	280,2
Объем раствора к приготовлению:	89,7

Приложение Е

Финансовый расчёт

Таблица Е.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения,м		Норма		Проходка в интервале ,м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото,м	Время бурения 1м, ч							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого:	19,82											
Бурение под кондуктор	393,7 FD 248S-A288	60	700	650	0,035	640	1	18,57	6,17	0,4	1,30	26,44
Крепление кондуктора	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	4,01	16	12,85	1,56	0,70	35,12
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	54,94
Бурение под техническую колонну	295,3 FD 257MH-A47M-02	700	1769	2400	0,025	1056	1	42,24	11,78	1,28	2,01	57,31
Крепление технической колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	5,1	16	13,14	4,58	0,90	39,72
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	97,03
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD 377MH-A170	1769	3275	2000	0,027	1499	1	55,81	21,06	3,02	2,30	82,19

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Крепление эксплуатационной колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	8,78	24	26,59	7,59	2,5	69,49
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	151,65
Бурение под хвостовик	155,6 (6 1/8) FD368MA (A89)	3275	3976	2000	0,035	701	1	20,02	38,58	3,96	3,10	65,66
Крепление хвостовика	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	1,89	16	28,79	9,06	2,10	57,84
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	123,50
Итоговое время на бурение, ч												235,10
Итоговое время на крепление, ч												202,17
Итоговое время на геофизические исследования, ч												93,4
Итого, ч												530,67

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты, зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	40,00	5166,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,15	20,73	1,10	152,01	2,40	331,66	3,42	472,61	2,74	378,64
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п доп. слесаря и эл./монтера	сут	9,95	40,00	398,00	0,15	1,49	1,10	10,95	2,40	23,88	3,42	34,03	2,74	27,26
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	0,15	37,93	1,10	278,15	2,40	606,86	3,42	864,78	2,74	692,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	0,15	216,45	1,10	1587,30	2,40	3463,20	3,42	4935,06	2,74	3953,82

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	2,40	587,04	3,42	36,53	2,74	670,20
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Прокат РУС	сут	358,61	–	–	–	–	–	–	2,40	860,66	3,42	1226,45	2,74	982,59
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационно м бурении	сут	7,54	–	–	0,15	1,13	1,10	8,29	2,40	18,10	3,42	25,79	2,74	20,66
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	–	–	0,15	1,34	1,10	9,79	2,40	21,36	3,42	30,44	2,74	24,39
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,15	38,6 1	1,10	283,15	2,40	617,78	3,42	880,34	2,74	705,30
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	40,00	5372,80	0,15	20,1 5	1,10	147,75	2,40	322,37	3,42	459,37	2,74	368,04
Зависящие от объема работ														
NaOH	уп	–	–	3,00	303,19	14,0 0	1414,89	21,00	2122,3 4	122,00	12329,79	–	–	–

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глинопорошок	уп	–	–	6,00	978,72	25,0 0	20744,68	38,00	31531, 91	28,00	23234,04	–	–	–
Барит	уп	–	–	1,00	93,62	1,00	893,62	1,00	893,62	1,00	893,6 2	–	–	–
Полиакриламид	уп	–	–	–	–	10,0 0	1250,00	15,00	1875,00	11,00	1375, 00	–	–	–
ПАВ	уп	–	–	–	–	–	20,00	1808,5 1	30,00	2712,77	22,00	1989,36	–	–
Полиакрилат	уп	–	–	–	–	–	3,00	159,57	5,00	265,96	4,00	212,77	–	–
ПАЦ НВ	уп	–	–	–	–	–	11,00	936,17	17,00	1446,81	12,00	1021,28	–	–
Смазочная добавка	уп	–	–	–	–	–	59,00	1255,3 2	91,00	1936,17	66,00	1404,26	–	–
Ингибитор	уп	–	–	–	–	–	20,00	574,47	30,00	861,70	22,00	631,91	–	–
Регулятор жётскости	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	26,00	854,68
Структурообразов атель	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	78,00	788,30
Понизитель филтрации	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	386,00	1215,49
Ингибитор (соль)	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1011,00	666,83
Смазочная добавка	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	175,00	3723,40
Утяжелители, закупоривающие материалы	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	9,00	670,21
Бактерициды	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11,00	351,06
Пеногасители	уп	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11,00	392,02
393,7 FD 248S- A288	шт	–	–	–	–	1	1092,39	–	–	–	–	–	–	–
295,3 FD 257MH- A47M-02	шт	–	–	–	–	–	–	1	2647,22	–	–	–	–	–

Окончание таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
215,9 FD 377МН-А170	шт	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2421,22	–	–	–
155,6 (6 1/8) FD368МА (А89)	шт	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	825,69	–
Итого затрат на бурение, по этапам	руб	–	–	–	8496,56	-	32607,01	–	53146,41	–	55278,64	–	17311,43	–
Итого затрат на бурение	руб	177776,85												

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,675	93,28	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81	1,99	275,00
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	23,98	–	56,38	–	75,45	–	123,54	–	82,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,675	6,72	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65	1,99	19,80
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,01	–	4,06	–	5,43	–	8,90	–	5,94
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,675	170,68	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52	1,99	509,19
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	7,54	0,675	5,09	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47	1,99	15,00
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,675	6,01	1,36	12,10	1,82	16,20	2,98	2652 7	1,99	17,71
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	0,675	173,75	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08	1,99	512,12
Эксплуатация спецтранспорт а	сут	134,32	0,675	90,67	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27	1,99	267,30
Затраты, зависящие от объема работ												
БКМ-426	шт	135,32	1	135,32	—	—	—	—	—	—	—	—
ЦКОД-426	шт	208,72	1	208,72	—	—	—	—	—	—	—	—
ЦЦ2-426/490	шт	12,39	7	74,34	—	—	—	—	—	—	—	—
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	—	—	—	—	—	—	—	—
БКМ-326	шт	66,97	—	—	1	66,97	—	—	—	—	—	—
ЦКОД-326	шт	107,34	—	—	1	107,34	—	—	—	—	—	—
ЦЦ-324/394	шт	11,01	—	—	35	352,32	—	—	—	—	—	—
ПРП-Ц-326	шт	49,54	—	—	1	49,54	—	—	—	—	—	—
БКМ-245	шт	54,95	—	—	—	—	1	54,95	—	—	—	—
ЦКОД-245	шт	83,49	—	—	—	—	1	83,49	—	—	—	—
ЦПЦ-245/295	шт	14,69	—	—	—	—	72	998,92	—	—	—	—

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРП-Ц-245	шт	26,36	—	—	—	—	1	26,36	—	—	—	—
БКОК-178Р1	шт	101,38	—	—	—	—	1	101,38	—	—	—	—
ЦКОД-178	шт	62,61	—	—	—	—	—	—	1	62,61	—	—
ЦПЦ-178/220	шт	12,84	—	—	—	—	—	—	74	911,64	—	—
ЦТ 178/220	шт	14,68	—	—	—	—	—	—	12	146,8	—	—
ПРП-Ц-В-178	шт	12,2	—	—	—	—	—	—	1	12,2	—	—
ПРП-Ц-Н-178	шт	21,65	—	—	—	—	—	—	1	21,65	—	—
БКП-Вр-114	шт	56,65	—	—	—	—	—	—	—	—	1	56,65
ЦКОДУ-114	шт	42,64	—	—	—	—	—	—	—	—	1	42,64
МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа)(3е нит)	шт	724,25	—	—	—	—	—	—	—	—	6	3621,25
ЦПЦ-114/143	шт	11,01	—	—	—	—	—	—	—	—	47	495,45
ЦТЖС-114/151	шт	16,06	—	—	—	—	—	—	—	—	32	481,8
ПРП-Ц-В-114	шт	9,84	—	—	—	—	—	—	—	—	1	9,84
ПРП-Ц-Н-114	шт	17,71	—	—	—	—	—	—	—	—	1	17,71
ПХГМЦ - 114/178	шт	2064,2 2	—	—	—	—	—	—	—	—	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	512	310,12	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	438	295,63	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	22	896,56	—	—	—	—	—	—	—	—
ПЦТ - II – 100	т	70,31	—	—	12,40	389,89	—	—	—	—	—	—
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	62,19	—	—	21,89	591,21	—	—	—	—	—	—
ПЦТ - II - 100	т	76,84	—	—	—	—	7,89	231,56	3,94	—	—	—

Окончание таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	54,98	—	—	—	—	31,89	878,69	27,89	679,89		
ПЦТ - II - 150	т	84,38	—	—	—	—	—	—	—	—	13,56	496,36
НТФ	кг	1,54	—	—	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	—	—
Итого на крепление	руб	8956460										

Таблица Е.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	9123	19638965
Рекультивация перед планировкой	289635	2965789
Итого		22604754
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	198636	38 802 692
Разборка и демонтаж	13569	2569145
Итого		41 371837
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	1785696	26456789
Крепление скважины	45698	9654125
Итого		36110914
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	47896	9786128
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	9365	2015965
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	11951	1 075 394
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	20123	470896
Эксплуатация котельной и паровой установки	35698	6 896458
Итого		8185028
Итого прямых затрат		114 612 600
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		28 653 150
8. Плановые накопления;		

Продолжение таблицы Е.4

1	2	3
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		10 028 602
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	9658,89	2156965
Транспортировка буровых бригад	4325	980523
Сооружение водяной скважины	5001	1100235
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		315965
Амортизация жилого городка	158	31256
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)		7 870 651
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		279742226
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		335690671,2

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение эксплуатационной скважины глубиной 2990 метров (3976 метров)

Оборудование:

Буровая установка: БУ 4000/ 250 ЭК-БМЧ
Лебедка: ЛБУ-900 АС-2 СНГ
Талевая система: 5х6
Ротор: Р 700
Насосы: УНБТ - 950

[illegible]