

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 на Торгинскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Журавлев Даниил Алексеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Фех Алина Ильдаровна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

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
 _____ 11.02.2021 Максимова Ю.А.
 (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
2Б7В	Журавлев Даниил Алексеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Торгинскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Тип профиля: наклонно-направленный 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 750 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать
---	---

	6. Способ цементирования (выбрать): одно/двухступенчатый 7. Способ перфорации: гидropескоструйная перфорация 8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование 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. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Химические реагенты и добавки в буровой раствор для борьбы с: асфальтосмолопарафиновыми отложениями, солеотложениями, коррозией оборудования	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Журавлев Даниил Алексеевич		

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 2020 /2021 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: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Химические реагенты и добавки в буровой раствор для борьбы с: асфальтосмолопарафиновыми отложениями, солеотложениями, коррозией оборудования	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 ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Журавлеву Даниилу Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Линейный календарный график
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Журавлев Даниил Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Журавлеву Даниилу Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Торгинскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Буровая вышка на нефтегазоконденсатном месторождении (Республика Саха (Якутия))</i></p> <p><i>Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины. Основная рабочая зона, стол ротора.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021). – Глава 47 части 4, Статьи 299, 300, 301, 302 – Федеральный Закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ. – Постановление правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет». – ГОСТ 12.2.033-78 «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» – ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата; – повышенный уровень вибрации и шума; – статическое электричество; – недостаток естественного и/или искусственного освещения;

	<ul style="list-style-type: none"> – воздействие патогенных/условной патогенных микроорганизмов; – физические перегрузки. <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы; – падение объектов на работающего; – падение работающего с высоты; – потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования; – пожаровзрывоопасность; – воздействие химических/газообразных агентов.
3. Экологическая безопасность:	<p><i>Бурение скважины сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферного воздуха; – нарушение гидрогеологического режима; – загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод; – повреждение почвенно-растительного покрова.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных чрезвычайных ситуаций; – мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Журавлев Даниил Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 136 страниц, 11 рисунков, 27 таблиц, 51 литературных источников, 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Цель работы – проектирование технологического решения на строительство нефтяной эксплуатационной наклонно – направленной скважины на Торгинскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения (Якутия).

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении республики Саха (Якутия), построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены химические реагенты и добавки в буровой раствор для борьбы с: асфальтосмолопарафиновыми отложениями, солеотложениями, коррозией оборудования.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект».

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГТН** – геолого-технический наряд;
- СНС** – статическое напряжение сдвига;
- ДНС** – динамическое напряжение сдвига;
- СПО** – спуско-подъемные операции;
- КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ** – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ** – толстостенная бурильная труба;
- СВП** – система верхнего привода;
- РУС** – роторная управляемая система;
- ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;
- ГНВП** – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;
- ПЦН** – пробка цементирующая нижняя;
- СКЦ** – станция контроля цементирования;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ПВО** – противовыбросовое оборудование;
- БУ** – буровая установка;
- ЦА** – цементируемый агрегат

Оглавление

Введение.....	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	14
1.2 Геологические условия бурения.....	15
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади).....	16
1.4 Зоны возможных осложнений.....	16
1.5 Исследовательские работы.....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	18
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	18
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	23
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	24
2.3 Проектирование процессов углубления.....	25
2.3.1 Выбор способа бурения.....	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	26
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	27
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	28
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	31
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	31
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	38
2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность.....	39
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины.....	43
2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	44
2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продажной жидкостей.....	45
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	46
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	47
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	48
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения.....	48
2.5 Выбор буровой установки.....	52
3 ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ДОБАВКИ В БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С: АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ, КОРРОЗИЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ.....	53

3.1	Применение химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	53
3.1.1	Химические методы борьбы с отложениями парафина	53
3.1.2	Химические реагенты, применяемые для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	54
3.1.3	Применение вязкоупругих гелей для очистки внутренней полости нефтепроводов	55
3.2	Методы предотвращения солеотложений	56
3.2.1	Технология борьбы с солеотложениями	56
3.2.2	Ингибирование	57
3.2.3	Технология применения ингибиторов	59
3.3	Химические методы борьбы с коррозией	60
3.3.1	Ингибитор коррозии	60
3.3.2	Ингибиторы солеотложений	63
3.3.3	Растворители солеотложений	64
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	67
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	67
4.1.2	Организационная структура предприятия	68
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	69
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	69
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	71
4.2.3	Линейных календарный график выполнения работ	72
4.3	Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины	73
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	76
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
5.2	Производственная безопасность	78
5.3	Экологическая безопасность	83
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
	Заключение	89
	Список использованной литературы	90
	Приложения А	94
	Приложение Б	107
	Приложение В	111
	Приложение Г	113
	Приложение Д	119
	Приложение Е	129

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений на сегодняшний день практически немыслима без сооружения скважин. Скважины в свою очередь в зависимости от назначения могут служить разным целям, таким как разведка и уточнение запасов углеводородного сырья, непосредственная добыча нефти и газа, закачка различных агентов в пласт в рамках системы поддержания пластового давления и пр.

Однако на сегодняшний день в связи с истощением большинства эксплуатируемых месторождений и необходимостью поддержания уровня добычи на требуемом уровне требуется введение в разработку новых площадей с запасами, относимыми к трудноизвлекаемым. Таким образом, перед бурением все чаще ставятся задачи, связанные с проводкой скважин в осложненных условиях.

Такое положение дел вынуждает разрабатывать новые технологии, способствующие увеличению эффективности процесса бурения. Уже сегодня мы можем увидеть повсеместное внедрение систем верхнего привода, успешный опыт применения роторных управляемых систем, многокилометровые горизонтальные стволы, бурение на депрессии и др.

Несмотря на все плюсы новых технологий, их применение должно быть экономически обоснованно. Поэтому проектирование строительства скважин должно рассматривать этот процесс со всех возможных сторон.

Исходя из всего вышеизложенного, выполняемая работа является актуальной.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении республики Саха (Якутия). Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1.1.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Характер рельефа	Плоскогорье
Покров местности	Тундра
Заболоченность	Низкая
Административное - республика; - область (край)	расположение: РФ республика Саха (Якутия)
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -20 +20 -70
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 30
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	-
Геодинамическая активность	Низкая

Продуктивный горизонт 3460-3475 сложен известняками, аргиллитами, песчаниками, алевролитами и мергелями.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 10-762 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 0,244 кгс/см² на м.

1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности, газоносности и водоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2, Б.3 (приложение Б).

Разрез представлен шестью нефтеносными, девятью газоносными и пятью водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации газоносного интервала 3460-3475 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.6. приложения А.

В интервале 0-4572, 5222-5422 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны. Рекомендуется в данном интервале спроектировать буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин, а также в состав бурового раствора включить высокоэффективные смазочные добавки.

В интервале 61-771 м, 2193-3168 м, 3768-4672 м и 4752-4782 м ожидаются поглощения бурового раствора с потерей его свойств. Согласно геолого-техническим условиям, предполагаемые осложнения не требуют проведения дополнительных мероприятий по их ликвидации, поэтому достаточно поддерживать свойства бурового раствора в запроектированном диапазоне

1.5 Исследовательские работы

Характеристика исследовательских работ, проводимых в скважине представлена в таблице А.7 приложения А.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа профиля, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 750 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 45°. Руководствуясь этим, выбираем тангенциальный профиль скважины.

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

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Выбираем закрытый тип забоя скважины для избирательного вскрытия целевого пласта и предотвращения заколонных перетоков. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.1.

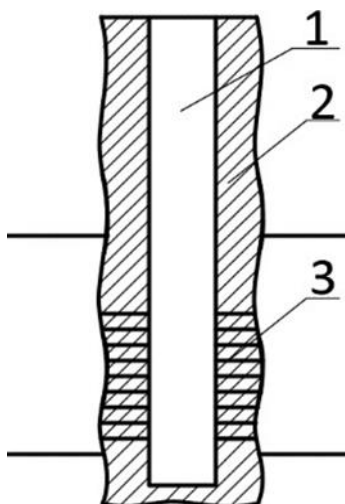


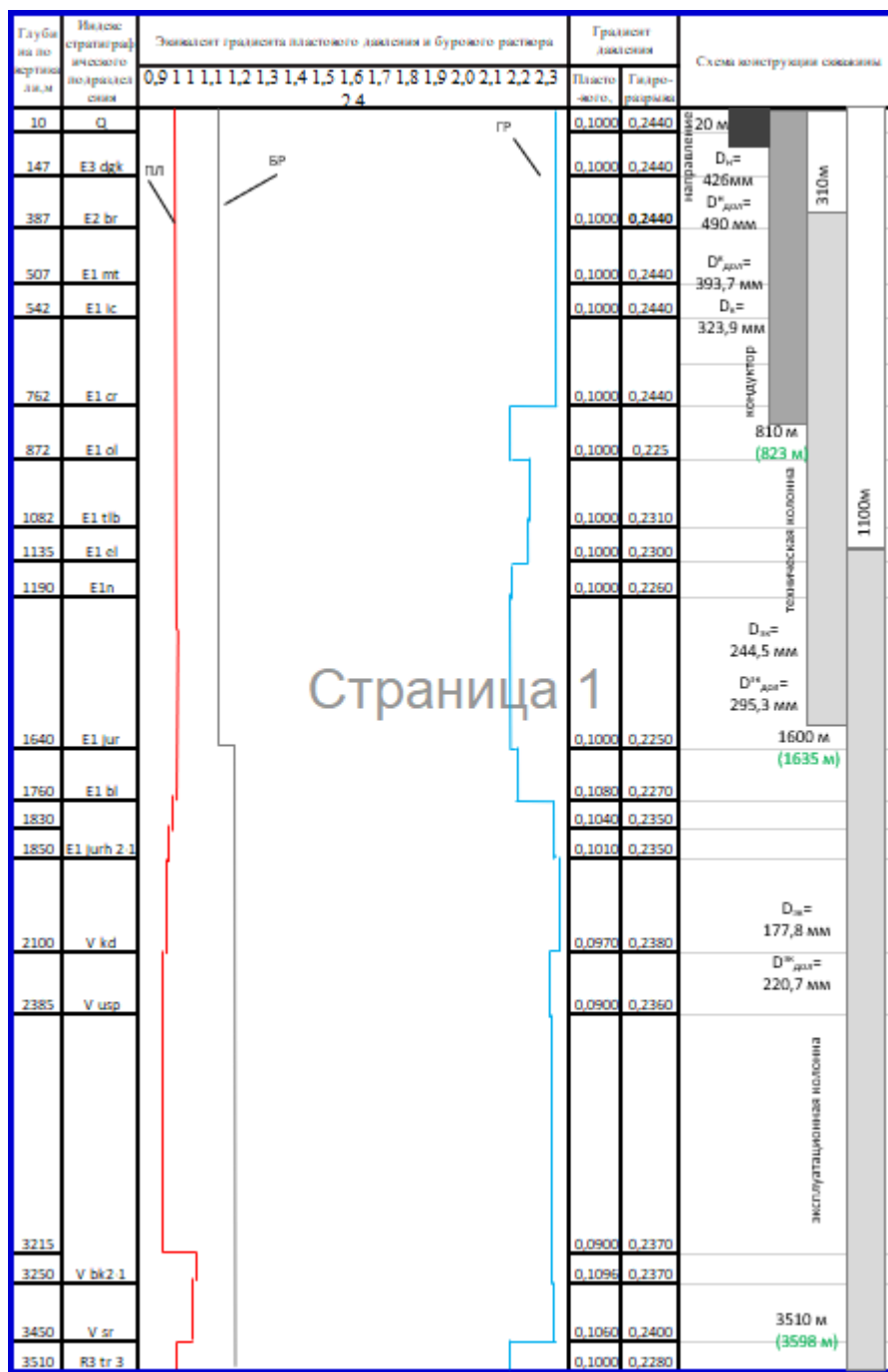
Рисунок 2.1 – Конструкция закрытого забоя:

1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

На рисунке 2.2 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного месторождения.



Страница 1

Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Но для перекрытия интервала возможных осложнений проектируем спуск промежуточной (технической) колонны на глубины 1635 м.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 10 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 20 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется два пласта: с нефтью и с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту

ИМЯ ПЛАСТА	Ю11*
$L_{кр}$	1115
$G_{пл}$	0,100
$G_{грп}$	0,244
ρ_n	780
Расчетные значения	
Пластовое давление	111,5
$L_{конт\ min}$	170
запас	1,09
Принимаемая глубина	690

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 690 м.

Далее необходимо рассчитать минимальную глубину спуска технической колонны по газовому пласту. Результаты расчетов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту

ИМЯ ПЛАСТА	Ю11	Ю12	Ю13	Ю14	Ю15	Ю16	Ю17	Ю18	Ю19
L_{кр}	1100	1770	1800	1940	2190	2320	3240	3420	3460
Г_{пл}	0,100	0,104	0,104	0,097	0,090	0,09	0,1096	0,106	0,1
Г_{грп}	0,244	0,244	0,225	0,225	0,225	0,231	0,225	0,225	0,225
y=	0,628	0,628	0,628	0,627	0,65	0,65	0,62	0,62	0,648
Расчетные значения									
P_{пл}	110	184,0 8	187,2	188,1 8	197,1	208,8	355,10 4	362,5 2	346
P_{грп}	117,1 2	187,8 8	191,2 5	191,2 5	195,7 5	207,9	355,5	360	337,5
e^s	1,04	1,06	1,06	1,07	1,09	1,10	1,11	1,12	1,14
P_{пл} / e^s	105,8 0	172,8 7	176,3 6	175,7 4	180,8 8	190,3 8	320,35	323,8 0	304,6 8
L_{конд min}	480	770	850	850	870	900	1580	1600	1500
Требуемый запас	1,11	1,09	1,08	1,09	1,08	1,09	1,11	1,11	1,11
Принимаемая глубина	1600								

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1600 м (1635 м), так как до этого значения глубины имеется пласт, содержащий неустойчивые горные пород – пески (до 15%). С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 690 м и достаточно

спустить на глубину 810 м (823 м), чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3510 м (3598 м).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Так как скважина газовая, то в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» принимаем следующие интервалы цементирования колонн [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 20 м и 0–823 м соответственно;
- техническая колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 500 м: 310-1635 м.
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее чем на 500 м: 1121-3598 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх в программном продукте Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3]. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по	расчетная по стволу	запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	20	20	20	20	0-20	0-20	426	490
Кондуктор	810	810	823	823	0-810	0-823	323,9	393,7
Техническая колонна	1600	1600	1635	1635	310-1600	310-1635	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3510	3510	3598	3598	1100-3510	1121-3598	177,8	220,7

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При подборе колонной обвязки и противовыбросового оборудования необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (2.1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2.2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (2.3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма

Результаты расчета представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Значение параметра								
	Ю11	Ю12	Ю13	Ю14	Ю15	Ю16	Ю17	Ю18	Ю19
Пласт									
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	11	18,408	18,72	18,818	19,71	20,88	35,5104	36,252	34,6
Глубина залегания кровли ПП, м	1100	1770	1800	1940	2190	2320	3240	3420	3460
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	10,58	17,29	17,64	17,57	18,09	19,04	32,03	32,38	30,47
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	11,71	18,78	19,12	19,12	19,57	20,79	35,55	36	33,75
Давление опрессовки колонны, МПа	13,0	20,4	20,7	20,8	21,2	22,7	39,5	40,0	37,4

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК2-70-178x245x324 К1 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП6-350/80x70 с рабочим давлением 70 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа и параметров породоразрушающего инструмента, типов бурового раствора, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны выбирается способ бурения с применением винтового забойного двигателя для создания необходимой частоты обеспечения максимальной механической скорости. Данные по способам бурения предоставлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	20	Роторный
20	823	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
823	1635	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
1635	3598	Совмещенный (Ротор + ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Проанализировав физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны, шарошечное долото для интервала бурения под направление. PDC долота для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну обеспечат максимальную механическую скорость бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристика долот и буровой головки приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.6 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра			
		0-20	20-823	823-1635	1635-3598
Интервал, м		1	2	3	4
Шифр долота		Ш 490 М-ЦВ (121С)	БИТ 393,7 В 419 ТУ	БИТ 295,3 ВТ 616 ТУ	БИТ 220,7 В 813 ТУ
Тип долота		Шароше- -чное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		М	МС+К	МС+К	СТК
Присоединительная резьба	3-171	3-171	3-152	3-117	3-88
	6 5/8 FH	65/8 Reg	65/8 Reg	41/2Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,5	0,4	0,39	0,38
Масса, кг		300	200	82	50
G, тс	15-31	5-12	2-10	2-12	2-8
	31	12	10	12	8
n, об/мин	40-300	80-400	80-440	60-280	60-200
	300	400	440	280	200

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
	0-20	20-823	823-1635	1635-3598
Исходные данные				
D_d , см	49	39,37	29,53	22,07
$G_{пред}$, Т	31	12	10	12
Результаты проектирования				
$G_{дон}$, Т	24,8	9,6	8	9,6
$G_{проект}$, Т	5	6	5	5

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот необходимо произвести расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет производим по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_d}, \quad (2.4)$$

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

D_d – диаметр долота, м.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1], которые обеспечат требуемую линейную скорость долота, а также эффективность разрушения горных пород. Результаты представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты расчета частоты вращения долота.

Параметр		Значение параметра			
		0-20	20-823	823-1635	1635-3598
Исходные данные					
V_l , м/с		3	1,8	1,2	1
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	490	393,7	295,3	220,7
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		117	87	78	87
$n_{стат}$, об/мин		40-60	140-220	140-260	220-320
$n_{проект}$, об/мин		40	180	220	300

где: $n_{стат}$ – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

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

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з\delta} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\delta}. \quad (2.5)$$

Требуемый крутящий момент, который должен развивать двигатель определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\delta} \cdot G_{oc}, \quad (2.6)$$

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

$M_{y\delta}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

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

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\delta} \quad (2.7)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 \cdot D_{\delta}, \quad (2.8)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 2.9 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра			
		0-20	20-823	823-1635	1635-3598
Интервал, м		0-20	20-823	823-1635	1635-3598
Исходные данные					
D_{δ}	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	490	393,7	295,3	220,7
G_{oc} , кН		59	49	59	49
Q , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{з\delta}$, мм		-	315	236	177
M_p , Н·м		-	3066	1959	1483
M_o , Н·м		-	197	148	110
$M_{y\delta}$, Н·м/кН		-	49	37	28

Для интервала бурения 20–823 метра (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55, который позволяет

бурить интервалы с заданным углом, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-240.3/4.60, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.57, благодаря которому будет обеспечена высокая механическая скорость проходки, а также момент для разрушения горной породы. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

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
ДГР1-240.7/8.55 (М-152/М-171)	20-823	240	10,225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР1-240.3/4.60 (М-152/М-171)	823-1635	240	9,7	2072	35-64	138-240	13,0-18,6	130-325
ДГР-178М.6/7.57 (М-117/М-147)	1635-3598	178	7,0	1038	25-35	180-240	7,5-9,5	104-180

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны подбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение QTK с применением коэффициента обхвата C=0,9.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Г.1 приложения Г.

В таблице Г.2 приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате и коэффициенты запаса прочности бурильных труб

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Сервисные услуги по сопровождению буровых растворов осуществляются компанией ООО ««БУРИНТЕХ»»).

Направление

При бурении интервала под направление (0-20 м) наблюдается повышенная фильтроотдача. Также данный интервал сложен

слабосцементированными, рыхлыми и раздробленными терригенными отложениями, и это объясняет вероятность поглощения. Также есть вероятность растепления ММП, которая может привести к размыву устья. Поэтому для бурения интервала под направление выбираем бентонитовый буровой раствор.

Кондуктор

При бурении интервала под кондуктор (20-823 м) есть вероятность полного поглощения раствора. Интервал сложен трещиноватыми кавернозными загипсованными породами. На всем протяжении интервала есть вероятность ГНВП, следовательно стоит удерживать забойное давление выше пластового в достаточной мере, для предотвращения ГНВП.

Для бурения интервала под кондуктор будем использовать 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.

Техническая колонна

При бурении интервала под техническую колонну (823-1635) также возможно полное поглощение бурового раствора вследствие повышенной фильтроотдачи и пород, слагаемых данным интервалом. Также возможны ГНВП, следовательно нельзя снижать плотность бурового раствора и необходимо поддерживать репрессию на пласт. На интервале вероятны размывы каменной соли и интенсивный намыв каверн в случае применения недонасыщенных жидкостей.

Подходит минерализованный буровой раствор, он позволит снизить влияние на солевой пласт, а также, зашламованность ствола скважины, также стоит добавить реагенты для снижения фильтроотдачи и для ликвидации поглощений и солесодержащий реагент для ликвидации промыва солевых отложений.

Эксплуатационная колонна

При бурении интервала под эксплуатационную колонну (1635-3598 м), как и в предыдущих интервалах, есть вероятность полного поглощения раствора. Вследствие повышенной фильтроотдачи возможно кавернообразование и размывы стенок скважины. Наличие проницаемых песчаников. Также возможны размывы пластов каменной соли. Для данного интервала стоит использовать раствор щадящего состава, для минимизации воздействия на продуктивный пласт (биополимерный буровой раствор).

Биополимерный буровой раствор используется для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

В таблице 2.11 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 2.11 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см³
0-20	1,17	0,2	20	1,193
20-810	1,13	8,1	810	1,152
810-1600	1,09	16	1600	1,12
1600-3510	1,055	38,47	3510	1,18

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 2.12-2.15.

Таблица 2.12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-20.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м³
Регулятор щелочности Ph (Каустическая сода)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Структурообразователь (Бентопорошок марки ПБМА)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10
Соль (KCl)	Предотвращения размыва мергелей и снижение влияния на глины	10 и выше
Смазочная добавка (БЛ-САЛТ – «БУРИНТЕХ»)	Снижение коэффициента трения в скважине	5-20

Применение утяжелителя не требуется, так как буровой раствор обеспечивает необходимую плотность.

Таблица 2.13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерглинистого раствора для бурения интервала 20-823 м.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м³
Регулятор pH (Каустическая сода)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,9-1,5
Регулятор жесткости (Кальцинированная сода)	Связывание ионов кальция и магния	1,5-2
Структурообразователь (Бентонит ПБ – «ЗИРАКС»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	9-18
Высоковязкий понизитель фильтрации (КМЦ – «Технологичные системы»)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5-0,8
Смазочная добавка (СУПЕРСЛАЙДЕР-СИЛВЕР – «КЛОТО»)	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1,2

Продолжение таблицы 2.13

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м³
ПАЦ (ЕВРОПАЦ – «КЛОТО»)	Стабилизатор, регулятор фильтрации	0,1-0,15
Низковязкий понижитель фильтрации (ОПТИТРОЛ – «КЛОТО»)	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка (БЛ- ЭКО – «БУРИНТЕХ»)	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Соль (КСl)	Предотвращения размыва мергелей, доломитов и известняков	15 и выше
Утяжелитель (Баритовый утяжелитель – «Барит Урала»)	Регулирование плотности	96,5

Таблица 2.14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов минерализованного раствора для бурения интервала 823-1635 м.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м³
Регулятор щелочности (Каустическая сода)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости (Кальцинированная сода)	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь (Глинопоршок палыгорскитовый – «ЗАО Керамзит»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Понижитель фильтрации (КМЦ – «Технологичные системы»)	Регулятор фильтрации	8-10
Понижитель фильтрации (Крахмал – «ХимБурСервис»)	Регулятор фильтрации, реологических свойств, стабилизатор	3-5

Продолжение таблицы 2.14

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Соль (NaCl)	Предотвращение растворения солей, снижение вероятности вымывание солей, снижение влияния на мергели, доломиты, соли (хемогенные отложения)	30 и выше
Смазочная добавка (СМАД-1)	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель (ДЕФОРМЕР БД – «БУРИНТЕХ»)	Предотвращение пенообразования	0,2
Разжижитель (КССБ – «ХимПром Групп»)	Понижитель вязкости	1,5
Ингибитор коррозии (ИК-130 – «БУРИНТЕХ»)	Защита металла от коррозии	2,5

Применение утяжелителя также не требуется, так как регламентируемые реологические свойства, обеспечивают необходимую плотность раствора.

Таблица 2.15 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов биополимерного раствора для бурения интервала 1635-3598 м.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Каустическая сода)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости (Кальцинированная сода)	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь (ПОЛИКАРБ БИО – «БУРИНТЕХ»)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, регулятор фильтрации, подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30-35
Понижитель фильтрации (ПОЛИКАРБ БИО – «БУРИНТЕХ»)		
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов пласта (ПОЛИКАРБ БИО – «БУРИНТЕХ»)		

Продолжение таблицы 2.15

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Закупоривающие материалы, кольматанты (ВИТ-PLUG – «БУРИНТЕХ»))	Регулирование плотности, кольматация каналов	30-60
Бактерициды (АСБ марки В – «БУРИНТЕХ»))	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногаситель ДЕФОРМЕР БД – «БУРИНТЕХ»	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5
Соль (NaCl)	Засоляющий агент, предотвращает размыв островных отложений каменной соли	30-50

Добавление утяжелителя не требуется.

Технологические параметры используемых буровых растворов приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра			
	Бентонитовый	Полимерглинистый	Минерализованный	Биополимерный
Тип бурового раствора				
Плотность, г/см ³	1,193	1,152	1,12	1,18
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135	10-30/20-60	24-70/36-110	5-10/8-20
Условная вязкость, с	25-60	20-35	25-50	45-65
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5	6-10	3-5	<6
рН	8-9	8-9	8-9	8-9,5
Сод. песка, %	< 0,5	< 1,5	< 0,5	< 0,5
ДНС, дПа	40-80	40-80	40-80	15-35
ПВ, сПз	10-25	10-18	10-20	10-20

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

В таблице Д.1 приложения Д представлены результаты проектирования расхода бурового раствора.

В таблице Д.2 приложения Д представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

В таблице Д.3 приложения Д представлены результаты расчета потребного количества хим. реагентов.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для поддержания требуемого расхода бурового раствора выбираем два трехпоршневых насоса УНБТ-950. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Д.4-Д.6 приложения Д соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

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

2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/ м}^3$).

Согласно РД 39-00147001-767-2000[4], при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{\text{б.ж.}} = 1030 \text{ кг/ м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – 1450 кг/ м^3 .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – 1850 кг/ м^3 .

Таблица 2.17 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-20	0-20
Кондуктор	0-710	0-720	710-810	720-823
Техническая колонна	310-1500	310-1532	1500-1600	1532-1635
Эксплуатационная колонна	1100-3310	1121-3392	3310-3510	3392-3598

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 2.18. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.3. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 2.18 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1100	3310	3500	3510
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0	8,672	10,12	10,12
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	10,791	33,555	-	36,233

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 2.4.

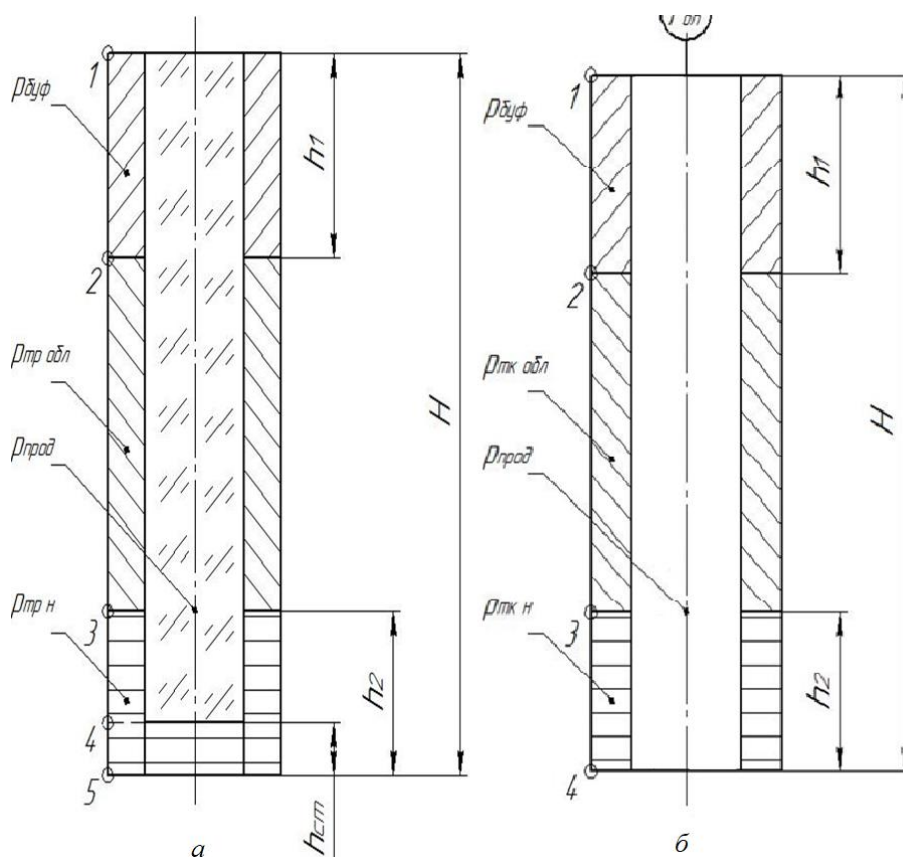


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении;
- б) в конце эксплуатации газовой скважины

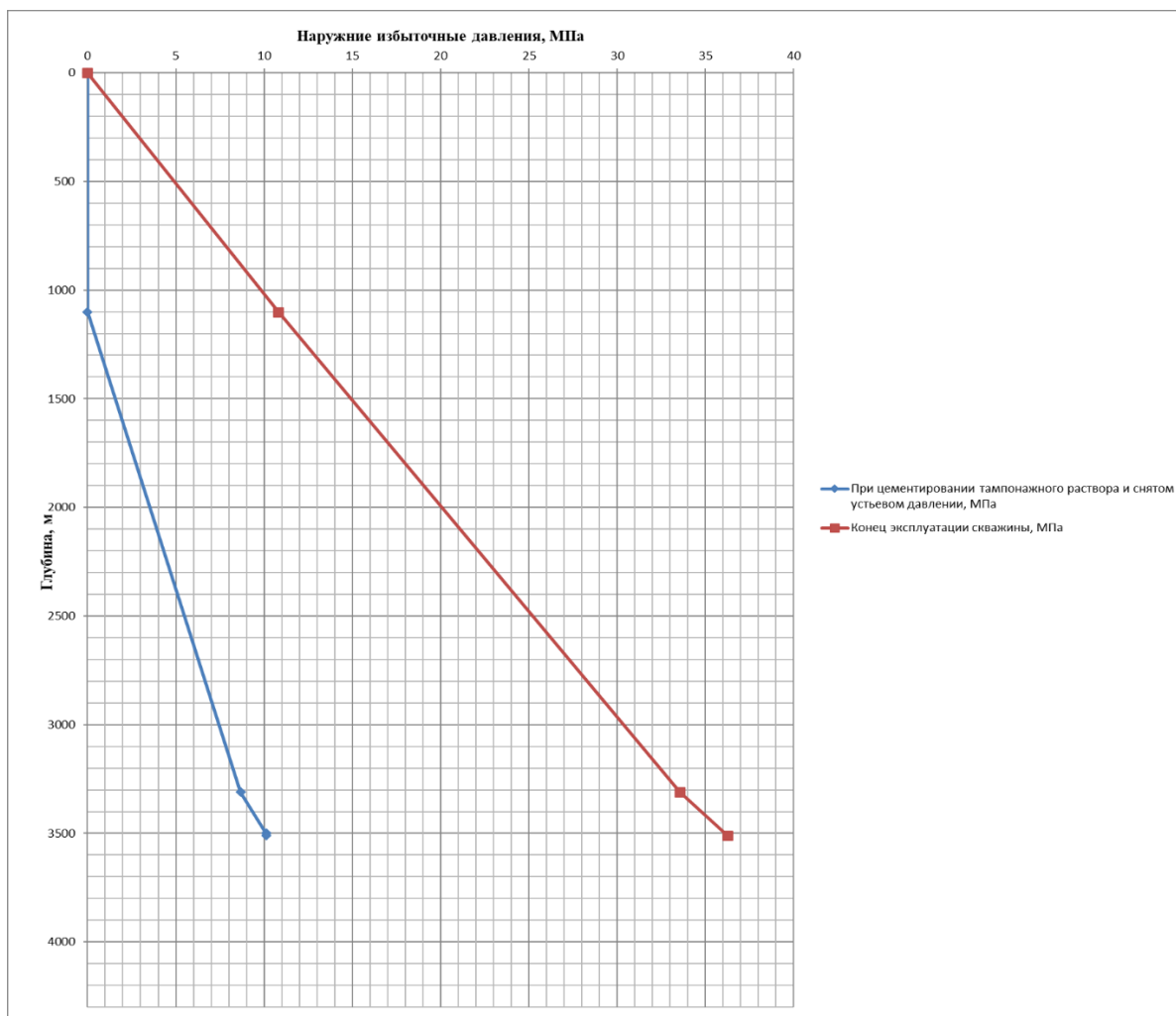


Рисунок 2.4 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.5. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 2.6.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1100	3310	3490	3510
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	16,29	16,29	7,28	5,83	5,83
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	35,53	35,53	34,45	-	33,77

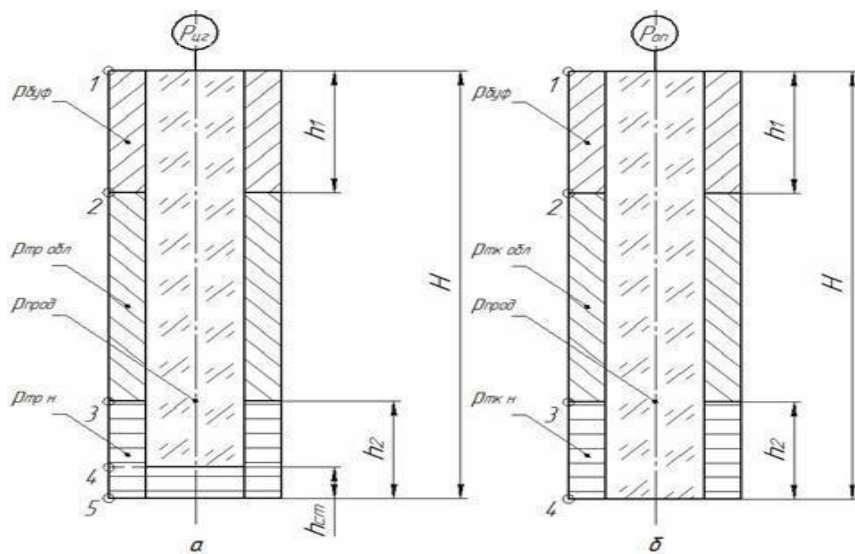


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

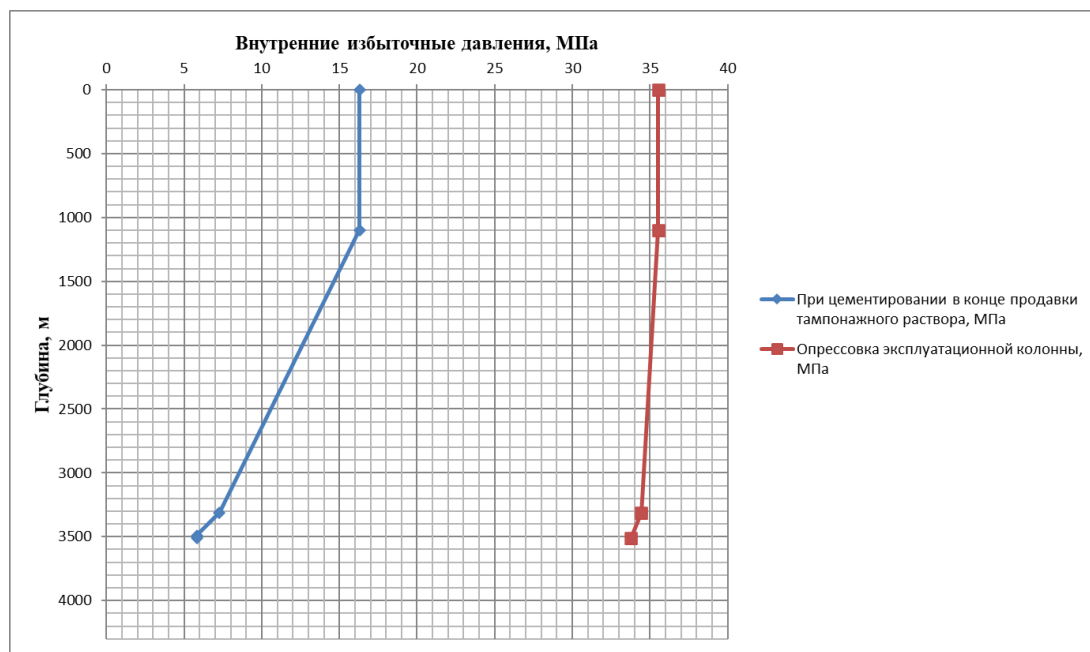


Рисунок 2.6 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Характеристика секций 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	20	104,4	2088	2088	0-20
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	823	67,2	55305,6	55305,6	0-823
Техническая колонна								
1	ОТТГ	Д	7,9	1635	47,2	77172	77172	0-1635
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	11,5	226	47,3	10689,8	125001	3372-3598
2	ОТТМ	Е	8,1	3372	33,9	114311		0-3372

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.10)$$

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

$P_{\text{гдкп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{\text{зр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{\text{гс кп}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н тр}} \cdot h_2), \quad (2.11)$$

$$P_{\text{гс кп}} = 45,92 \text{ МПа}$$

где $\rho_{\text{буф}}$, $\rho_{\text{н тр}}$, $\rho_{\text{обл тр}}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{\text{гдкп}}$ определяются по формуле:

$$P_{\text{гд}} = \lambda \cdot L, \quad (2.12)$$

$$P_{\text{гд}} = 0,0013 \cdot 3598 = 4,68 \text{ МПа}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$45,92 + 4,68 \leq 0,95 \cdot 3598 \cdot 0,0167$$

$$50,6 \leq 57,08$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ-II-50 с водоцементным отношением $m_{\text{н}} = 0,48$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-

III-Об(4-6)-50 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1,17$.

Расчеты объема тампонажных растворов, количества компонентов, формирующих их, проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»» [1]. Результаты расчета приведены в таблице 2.20.

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м³. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1020 кг/м³ [4].

Таблица 2.21 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
	7,9	1,6				
Буферная жидкость	2	6,4	1100	1,6	МБП-СМ	112
				3,2	МБП-МВ	96
Продавочная жидкость	36,65		1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,43		1450	31,68	ПЦТ-III-Об (4-6)-50	25 072
					НТФ	14,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,68		1850	2,46	ПЦТ-II-50	4 737
					НТФ	1,5

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементировочных агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины.

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительные машины для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 2.7.

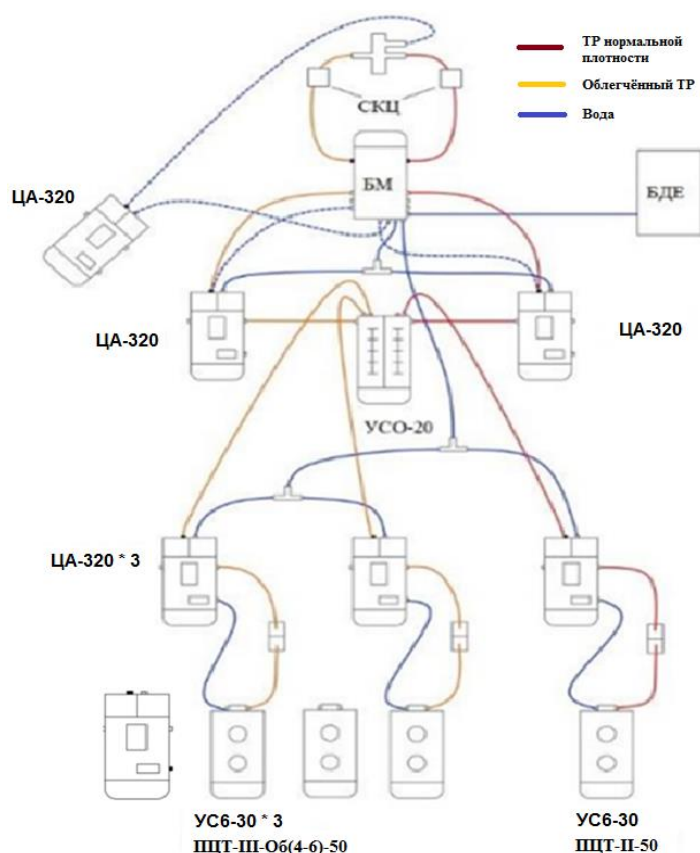


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку представленную в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Название колонны, D _{ус} , мм	Наименование, типоразмер, производитель	Интервал установки, м		Количество элементов в интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 178	БКМ-178 «Нефтемаш»	3598	3598	1	1
	ЦКОДУ-178 «Нефтемаш»	3588	3588	1	1
	ЦПН 178/216 «Нефтемаш»	1635	3598	98	114
	ЦПН 178/245 «Нефтемаш»	823	1635	16	
	ЦТГ 178/216 «Нефтемаш»	1635	3598	98	98
	ПРП-Ц-В 178 «Нефтемаш»	3588	3588	1	1
	ПРП-Ц-Н 178 «Нефтемаш»	3598	3598	1	1
Техническая колонна, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1635	1635	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	1625	1625	1	1
	ПЦ 245/324 «Нефтемаш»	20	823	16	50
	ЦПН 245/295 «Нефтемаш»	823	1635	34	
	ПРП-Ц-245 «Нефтемаш»	1624	1625	1	1
	ПРП-Ц-Н-245 «Нефтемаш»	1625	1625	1	1

Продолжение таблицы 2.22

Название колонны, D _{ус} , мм	Наименование, типоразмер, производитель	Интервал установки, м		Количество элементов в интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Кондуктор, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	823	823	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	813	813	1	1
	ЦТГ-324/394 «Нефтемаш»	0	823	34	34
	ПРП-Ц-324 «Нефтемаш»	812	812	1	1
	ПРП-Ц-Н-324 «Нефтемаш»	813	813	1	1
Направление, 426	БКМ-426 «Нефтемаш»	20	20	1	1
	ЦКОДМ-426 «Нефтемаш»	10	10	1	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия КСl.

Плотность жидкости глушения определяется для нефтяного пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.13.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (2.13)$$

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,01 \cdot 3460}{9,81 \cdot 3460} = 1070 \text{ кг/м}^3$$

Согласно пункту 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 2.14.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}), \quad (2.14)$$

где $V_{вн}^{168,3}$ – внутренний объём 1 секции ЭК;

$V_{вн}^{139,7}$ – внутренний объём 2 секции ЭК.

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,026 \cdot 3372 + 0,024 \cdot 226) = 146,83 \text{ м}^3.$$

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х70.

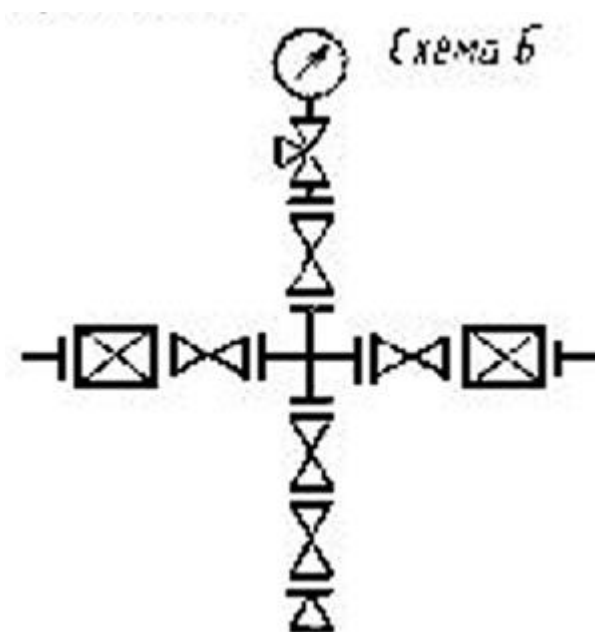


Рисунок 2.8 – Арматура фонтанная АФ6-80/65х70

2.4.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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. В соответствии с ТЗ принимаем тип перфоратора – гидropескоструйный.

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

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы предоставлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
15	НКТ	Гидropескоструйная	Поток-114	4	1

2.4.4.4. Выбор пластоиспытателя

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИ 3-146**.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ – 390/225 ЭК-БМ- 2МЯ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 3900/225 ЭК-БМ-2МЯ			
Максимальный вес бурильной колонны с учетом веса СВП, тс (Qбк)	116,8	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	135 > 116.8
Максимальный вес обсадной колонны с учетом веса СВП, тс (Qоб)	125	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	202.5 > 125
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Qпр)	162,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	225/162,5 = 1,38 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (Gкр)	225		

3 ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ДОБАВКИ В БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С: АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ, КОРРОЗИЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ.

3.1 Применение химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

3.1.1 Химические методы борьбы с отложениями парафина

Химические методы борьбы с отложениями парафина развиваются и создаются по двум основным направлениям:

- предотвращение отложения парафина с помощью применения химических продуктов, ингибирующих процесс формирования АСПО;
- удаление АСПО с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций поверхностно-активных веществ.

В случае применения химических реагентов-ингибиторов зачастую возникают проблемы утилизации этих реагентов, ухудшения товарных свойств перекачиваемых продуктов, необходимости проведения мероприятий по охране окружающей среды. Классификация химических реагентов-ингибиторов:

- смачивающие – образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для выноса их потоком жидкости. К ним относятся полиакриламид (ПАА), кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- модификаторы – взаимодействуют с молекулами парафина, препятствуя процессу укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе движения. Кристаллы парафина

после ввода модификатора не образуют скоплений, за счет чего уменьшается вязкость нефти;

- депрессанты – подавляют или затормаживают образование центров кристаллизации парафинов, замедляют рост кристаллов и понижают температуру застывания нефти. Механизм действия депрессантов заключается в адсорбции их молекул на молекулах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению;

- диспергаторы – проникают в структуру парафина и образуют вокруг мелкодисперсных частиц парафина химические оболочки, снижающие способность частичек парафина коагулировать и прилипать к поверхности труб;

- реагенты комплексного действия – хорошо зарекомендовали себя в следующих ингибиторах: МЛ-72, и МЛ-80, которые применяются для одновременного ингибирования и удаления АСПО и деэмульгирования стойких эмульсий. Такие вещества растворимы в пресной воде, но к их недостаткам можно отнести высокую температуру застывания, вследствие этого их применение затруднительно в зимнее время.

3.1.2 Химические реагенты, применяемые для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Препараты моющего действия адсорбируются на загрязненной поверхности в большей степени, чем частицы парафина и грязи, и вытесняют с поверхности эти частицы, становясь на их место. Также предполагалось, что АСПО можно удалить, применением моющих присадок – смеси высокомолекулярных сульфонатов кальция с низкомолекулярными (имеются ввиду низкомолекулярные сульфонаты кальция) в соотношениях, устанавливаемых опытным путем [6].

В качестве ПАВ использовали нафтенновые кислоты, имеющие нефтяную природу. Продукт содержит 95,0-96,4% кислот с 220-250 мол. масс. Нафтенновые

кислоты обладают поверхностно-активными свойствами и при концентрации ПАВ в углеводородной фазе 0,1-1,0% (масс.) снижают поверхностное натяжение на границе раздела сольвент дистиллированная вода при температуре 20 °С в 2,5-4,5 раза.

3.1.3 Применение вязкоупругих гелей для очистки внутренней полости нефтепроводов

В качестве вязкоупругих гелей, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее перспективными являются водные растворы полиакриламида аммиачного (АМФ) и известкового (ПАА) способа производства. Предложенные гидрофильные высокополимеры растворимы в воде, наиболее доступном растворителе, не переходят в нефть и отделяются от нее при обычном отстое, а также не ухудшают качество пищевого парафина и специальных топлив [5]. Возможность использования 2-3% растворов ПАА в минимальном соотношении (1:2000) с обрабатываемой дисперсной системой нефти является их важным преимуществом по сравнению с дисолваном, проксамином, ОЖК и другими моющими ПАВ – деэмульгаторами, требующими больших объемов дозировок в нефти в виде разбавленных водных растворов. Еще одним преимуществом использования полимеров типа ПАА является и то, что в отличие от ПАВ гидрофильные полимеры ПАА, АМФ и полиакриловая кислота практически необратимо адсорбируются на поверхностях различной гидрофильности из хороших (вода, диметил-формамид) и плохих (углеводороды, спирты) растворителей. Широко применяемые неионогенные ПАВ в качестве эмульгаторов адсорбируются на твердых поверхностях обратимо, а их гидрофилизирующая способность значительно меньше таковой полимерных водных растворов.

За рубежом гелевые поршни также нашли широкое применение. Гели, используемые за рубежом при трубопроводных работах, подразделяются на четыре типа:

- углеводородные;
- осушающие;
- гели-разделители партий нефтепродуктов;
- гелеобразные поршни для выноса мусора из полости трубопровода.

Гели в трубопроводном транспорте используются для: разделения перекачиваемых продуктов, удаления АСПО и мусора из полости трубопровода; удаления конденсата из газопроводов; прокачки ингибиторов коррозии и биоцидов; проведения специальной химической обработки; удаления застрявших в трубопроводах механических скребков, а также при заполнении и гидравлических испытаниях трубопроводов, при освобождении полости трубопровода от воды и с целью ее осушки.

3.2 Методы предотвращения солеотложений

3.2.1 Технология борьбы с солеотложениями

Все технологии борьбы с солеотложениями делятся на предупреждение и удаление солеотложения. Как показывает практика, первая группа методов гораздо более эффективна. К ней относят:

1. Технологические:

- оптимизация источников водоснабжения системы ППД;
- селективная изоляция обводнившихся пластов в нефтяной скважине;
- турбулизация потока в водонефтяной смеси;
- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах и аппаратах;
- использование защитных покрытий;
- увеличение глубины спуска погружного электроцентробежного насоса.

2. Физические:

- магнитная обработка;
- обработка электрическим током;
- воздействие акустическими методами.

3. Механические:

- разбуривание;
- использование гидромониторов;
- применение сменных гипсоборников.

4. Химические:

- применение ингибиторов солеотложений;
- использование растворов соляной кислоты и хлорида натрия;
- использование раствора едкого натра.

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей [8].

3.2.2 Ингибирование

К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования.

Механизм работы этих ингибиторов следующий. Основная часть ингибиторов представляет собой поверхностно активные вещества, которые, сталкиваясь с кристалликами соли в потоке флюида, концентрируются на его поверхности, тем самым, не давая другим молекулам той же самой соли закрепиться на зародыше.

Различные типы ингибиторов применяются в различных ситуациях. Один из важнейших критериев – температурные характеристики ингибитора. Каждый ингибитор имеет свой температурный диапазон, то есть область температур, в которой его использование оптимально. Также при подборе ингибитора

учитываются его эффективность применительно к данному технологическому процессу, возможность его использования при заданных эксплуатационных условиях, совместимость с другими химическими реагентами, его доступность и возможность регулярных поставок.

Одними из основных требований, которые должны предъявляться к ингибиторам солеотложения, являются его адсорбционно-десорбционные свойства. Известно, что нефтегазоносные породы обладают различной смачиваемостью и разной сорбционной способностью. Например, основная добыча нефти на Ромашкинском месторождении осуществляется из девонских залежей, связанных с терригенными коллекторами, представленными песчаниками, в состав которых входят карбонатные минералы. Исходя из этого, для улучшения адсорбционно-десорбционных характеристик ингибитора солеотложения необходимо использовать реагенты, снижающие межфазное натяжение на границе "нефть-ингибирующий раствор" и позволяющие увеличить поверхность контакта как с силикатными и алюмосиликатными минералами, так и карбонатной составляющей в составе цемента.

Потенциальными ингибиторами солеотложений могут быть:

- низкомолекулярные поликарбоновые кислоты;
- полимеры и сополимеры карбонатных кислот типа акриловой или малеиновой;
- производные сульфокислот;
- органические производные фосфорной и фосфоновой кислот;
- ингибиторы солеотложений.

В настоящее время для ингибирования солеотложений в той или иной мере используют около 30 химических реагентов и композиций на их основе.

3.2.3 Технология применения ингибиторов

Наряду с созданием ингибирующих составов предупреждения отложения солей важное значение приобретают технологические способы их реализации.

В зависимости от условий выделяют следующие методы ингибирования:

- постоянное дозирование ингибитора с помощью дозирующей установки типа УДЭ (УДПХ, БДР и т.д.);
- периодическое дозирование;
- депонирование ингибитора в пласте;
- добавление ингибитора к жидкости глушения;
- дозирование ингибитора в отдельную нагнетательную скважину;
- дозирование ингибитора в группу нагнетательных скважин с КНС [7].

Последовательно могут использоваться комбинированные способы подачи ингибитора, например, вначале периодическая закачка, затем через 2-6 месяцев – непрерывная дозировка или периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины. Дозированная подача ингибитора в скважину (систему) считается надежным методом, хотя требует постоянного контроля и обслуживания дозирующих насосов и устройств.

Распространение получил метод периодической подачи ингибитора в затрубное пространство скважины, однако он не всегда эффективен, так как при низких динамических столбах реагент быстро уносится потоком жидкости. В наиболее благоприятных условиях при высоких динамических столбах периодичность подачи ингибитора составляет 15-20 суток. Метод дозирования ингибитора применим при отложении солей в подземном оборудовании и трубах лифта, но при отложении солей в призабойной зоне пласта необходима его задавка в пласт [5].

3.3 Химические методы борьбы с коррозией

3.3.1 Ингибитор коррозии

Химические методы борьбы с коррозией основаны на использовании химреагентов – ингибиторов коррозии.

Действие ингибиторов барьерного типа основано на образовании пленок. Анодные, катодные и смешанные ингибиторы барьерного типа образуют пленки с физической адсорбцией, окисляющие ингибиторы – оксидную пленку, ингибиторы, преобразующие поверхностную пленку, –нерастворимые пленки на поверхности металла. Нейтрализующие ингибиторы увеличивают pH среды, удаляющие – ликвидируют из нее агрессивные компоненты. Наконец, к группе прочих ингибиторов относятся биоциды, которые подавляют действие сульфатовосстанавливающих бактерий – (СВБ).

Среди производителей ингибиторов есть как зарубежные, так и отечественные компании. Из отечественных производителей можно выделить – ОЗ «Нефтехим», ЭЗ «Нефтехим», «Миррико» и «ФЛЭК», наиболее крупные производители ингибиторов среди зарубежных компаний – Nalco Chemicals, Champion Chemicals, Baker Petrolite, Cortec (см. «Компании-производители ингибиторов коррозии»).

Выделяют два объекта подачи ингибитора – скважина и пласт. Подача ингибитора в скважину возможна несколькими способами: дозирование с помощью устьевых дозаторов в затрубное пространство, дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капиллярной трубке, периодическая закачка в заданное пространство с помощью агрегатов и др. (см. «Объекты и способы подачи ингибиторов коррозии») [5].

Среди способов подачи химреагентов в пласт можно назвать следующие: задавка в пласт добывающих скважин, закачка в нагнетательные скважины через систему ППД, введение ингибитора с жидкостью глушения, подача

капсулированного реагента. Кроме того, в зарубежной печати упоминается закачка ингибитора в состоянии пара. Этот способ подачи использует, в частности, компания – Cortec (см. «Закачка ингибитора в состоянии пара»). Технология отличается высокой эффективностью: позволяет доставить вещество во все микротрещины на поверхности оборудования, в результате чего образуется очень тонкое и плотное защитное покрытие, но при этом сложна для реализации с технической точки зрения.

Устьевые дозировочные установки – оборудование, посредством которого химреагенты подаются в скважины, в России производится на многих предприятиях (см. «Производители устьевых дозировочных установок»). Несколько типов и модификаций капиллярных трубопроводов производят уфимская инжиниринговая компания – «Инкомп-Нефть» и пермская компания – «Синергия-Лидер» (см. «Типы капиллярных трубопроводов, производимых компанией «Инкомп-Нефть»; «Конструкция капиллярных трубопроводов компании «Синергия-Лидер»).

Среди преимуществ капиллярных систем трубопроводов – высокая точность дозирования реагента; снижение его расхода относительно закачки в затрубное пространство; возможность оперативного определения эффективности и необходимой концентрации реагента. К недостаткам этих систем относятся сложность монтажа и увеличение времени и стоимости ПРС.

Погружные скважинные контейнеры (ПСК), выпускаемые, в частности, на предприятии – ЗАО «НовометПермь». Это устройство заполняется твердым или капсулированным реагентом и крепится к основанию ПЭД. Конструкция ПСК отличается простотой, а при использовании устройства не усложняется монтаж УЭЦН. Вместе с тем ПСК в процессе эксплуатации обнаруживает и недостатки: низкую эффективность в период вывода на режим; необходимость постоянного контроля выноса реагента; ограничение срока действия примерно одним годом и дебита жидкости для твердого реагента – до 150 м³/сут.

Основные требования для выбора способа дозирования:

1. надежность и универсальность, т.е. возможность применения при различных способах эксплуатации скважин;
2. возможность защиты скважины и оборудования по всей технологической линии;
3. обеспечение стабильного дозирования реагента;
4. простота технологии и обслуживания;
5. минимальная трудоемкость и металлоемкость;
6. возможность применения при любых климатических условиях;
7. экономичность расходования реагента;
8. безопасность способа для обслуживающего персонала и удовлетворения требованиям охраны недр и окружающей среды.

В основном на месторождениях применяют следующие методы подачи химических реагентов:

1. непрерывное дозирование в скважину с использованием поверхностных дозирующих насосов или глубинных дозаторов;
2. периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины;
3. периодическое задавливание ингибитора в призабойную зону пласта.

Типы дозаторов можно разделить на две группы:

1. наземные – подают реагент в затрубное пространство скважины;
2. скважинные – подают реагент в различные интервалы скважины.

Проведенные исследования для оценки технологической эффективности различных способов подачи химических реагентов в скважину, позволяют считать метод затрубной подачи малоэффективным. При дозировании в затрубное пространство химический реагент, проходя столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, срабатывает и к приему насосов он поступает лишенным активности. Для достижения положительного эффекта приходится увеличивать дозу химического реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти и снижает экономичность дозатора и приводит к коррозии эксплуатационной колонны. Следует отметить еще один немаловажный фактор: многие химические реагенты

при снижении температуры окружающей среды увеличивают свою вязкость, а в зимнее время и вовсе могут замерзнуть. Это затрудняет операции с ними. Основными и наиболее распространенными химическими реагентами против различных осложнений в работе погружного оборудования являются реагенты научно-производственного объединения НПО «Акватек».

3.3.2 Ингибиторы солеотложений

Ингибиторы солеотложений нового поколения предназначены для эффективной защиты погружного и наземного оборудования месторождений от отложений карбонатов, и сульфатов магния, кальция, бария на всех стадиях добычи нефти. Данный вид ингибиторов отличает стабильность свойств в широком диапазоне температур (от -60 до $+140^{\circ}\text{C}$) и низкая коррозионная агрессивность. За время испытаний средний межремонтный период вырос более чем в три раза. При использовании реагента «Акватек-512» зафиксирован рост средней наработки УЭЦН на отказ.

Комплексные реагенты серии «Акватек-515» – предназначены для предотвращения солеотложений и коррозии путем формирования защитной пленки на подземном оборудовании добывающих скважин. Антикоррозионная часть ингибитора отделяет поверхность металла от агрессивной среды, блокируя гальванические механизмы, а ингибирующая солеотложения часть реагента предотвращает образование карбонатов кальция на верхних частях оборудования и трубопроводов. Ингибитор может применяться в широком интервале температур, при высокой концентрации углекислого газа и осадкообразующих катионов в пластовой воде, имеет низкую температуру застывания.

На Верх-Тарском месторождении ОАО «Новосибирскнефтегаз» его применение позволило заметно сократить количество отказов оборудования по причине солеотложений и коррозии. На Хохряковском месторождении ОАО

«Варьеганнефтегаз» эффективность использования реагента превысила 90%. В этом случае, а также при испытаниях реагента на нескольких объектах компании «Самотлорнефтегаз», удалось существенно снизить скорость образования коррозионных процессов и сократить число отказов погружного оборудования по причине солеотложений.

Таким образом, опытная закачка реагента «Акватек-515Н» показала его исключительную эффективность, что подтверждается данными о скорости коррозии, ростом наработки на отказ и снижением количества отказов погружного скважинного оборудования. Эффективность защиты скважин от солеотложений при этом остается на уровне применяемых до начала испытаний химических реагентов против солеотложений – отказы, связанные с коррозией погружного оборудования, отсутствуют.

3.3.3 Растворители солеотложений

Несмотря на правильно подобранную систему по предупреждению солеотложений в скважинах, периодически с рабочих органов оборудования приходится дополнительно удалять образовавшиеся осадки неорганических солей. Для этого были разработаны химические реагенты серии – «Акватек-500», которые представляют собой композиционные составы на основе синтетической соляной кислоты, обработанной ингибитором кислотной коррозии «Акватек-50». Растворители не образуют тяжелых эмульсий с нефтью и предназначены для обработок, как призабойной зоны пласта и погружного скважинного оборудования, так и нефтепроводов. Коррозионная агрессивность растворителей не превышает $0,2 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$.

Коррозии «АКВАКОР» – известно, что попутно добываемые воды могут содержать растворенные в них агрессивные газы (CO_2 , O_2 и H_2S), которые также сильно способствуют развитию коррозии всего нефтяного оборудования. В итоге это приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования,

снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных трубопроводов и другим последствиям. С учетом обстоятельств НПО «Акватек» разработала серию низкотоксичных и экономичных ингибиторов коррозии «Аквакор», предназначенных для защиты от коррозии систем сбора и транспортировки водонефтяных эмульсий, систем поддержания пластового давления, добывающих скважин в самых жестких и агрессивных нефтепромысловых средах, имеющих в своем составе сероводород, углекислый газ, сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ). В основе ингибиторов «Аквакор» лежит целый ряд уникальных органических соединений. Химические реагенты серии «Аквакор» –способны защищать нефтепромысловое оборудование в различных коррозионно-опасных средах, в условиях повышенных температур, большого содержания механических примесей, высоких концентраций растворенных газов, при турбулентных режимах течения нефтепромысловых жидкостей и высоких фоновых скоростях коррозии (больше 1 мм/год).

Растворители и ингибиторы асфальто-смолистых и парафиновых отложений АСПО создают массу проблем при добыче нефти. АСПО на внутренней поверхности НКТ вызывают снижение внутреннего диаметра и, снижение количества добываемой жидкости вплоть до полной остановки скважины из-за образования парафиновых пробок. Содержание АСПО в трубопроводах приводит к снижению их пропускной способности и повышению давления. Наиболее действенным методом борьбы с отложениями АСПО на сегодняшний день — это применение комплекса растворителей и ингибиторов. Растворители и ингибиторы АСПО серии «Акватек-400» представляют собой композицию полимерных соединений, ионогенных и неионогенных ПАВ в спиртоароматическом растворителе. Они препятствуют росту кристаллов парафина и асфальтеновых веществ, улучшают реологические свойства нефти. Выбор необходимого реагента осуществляется по результатам лабораторных и опытнопромышленных испытаний для каждого отдельно взятого объекта.

Заключение

Каждый из рассмотренных методов имеет свои положительные и отрицательные стороны. Рекомендации для применения того или иного способа борьбы с парафином необходимо осуществлять для каждой конкретной скважины, основываясь на сведениях о ее эксплуатации, анализируя затраты на проведение профилактических работ, причем приоритетным является такой метод, который является самым эффективным и экономически выгодным, не требующим больших затрат.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

В 1961 году в Западной Сибири велись планомерные геологоразведочные работы, в результате чего было открыто крупнейшее нефтяное месторождение на данной территории – Усть-Балыкское. В феврале 1966 года здесь было создано одно из самых крупных предприятий региона – нефтепромысловое управление «Юганскнефть», позже преобразованное в нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть». В 60 – 70-е годы прошлого века в регионе вводились в эксплуатацию новые крупные месторождения. Объемы бурения и добычи росли, а предприятие уже не отвечало по своей структуре современным требованиям. И в 1977 году министром нефтяной промышленности Мальцевым Николаем Алексеевичем был подписан приказ о создании производственного объединения «Юганскнефтегаз». В его состав вошли 22 предприятия: нефтегазодобывающие управления, управления буровых работ, вышкомонтажное управление, тампонажная контора, управления технологического транспорта, базы производственно-технического обслуживания, строительный трест, жилищно-коммунальные конторы.

Сегодня компания является ведущим добывающим предприятием НК «Роснефти» и одним из самых крупных нефтедобывающих предприятия России. Предприятие ведет геологоразведку и разработку месторождений на 38 лицензионных участках, общей площадью свыше 21 тысячи квадратных километров. Численность персонала составляет 16,6 тысяч человек. В 2019 году предприятием добыто более 69,5 млн тонн нефти. Действующий фонд составляет порядка 20 тыс. скважин, из них свыше 13 тыс. - добывающие. В

октябре 2019 г. с начала разработки месторождений (с 1964 года) накопленная добыча «РН-Юганскнефтегаз» составила 2 млрд 400 млн тонн нефти. В июле 2019 года предприятие установило абсолютный исторический рекорд по суточной добыче нефти - 198,008 тыс. тонн [7].

4.1.2 Организационная структура предприятия

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

1) подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;

2) подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;

3) подразделение главного геолога;

4) подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;

5) подразделение заместителя генерального директора по строительству;

6) подразделение заместителя генерального директора по МТО;

7) подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;

8) подразделение заместителя генерального директора по бурению;

9) подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;

10) подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок состоит из четырех управлений:

1) главное управление добычи нефти и газа;

2) управление по подготовке нефти и газа;

3) управление поддержания пластового давления (ППД);

4) управление эксплуатации трубопроводов.

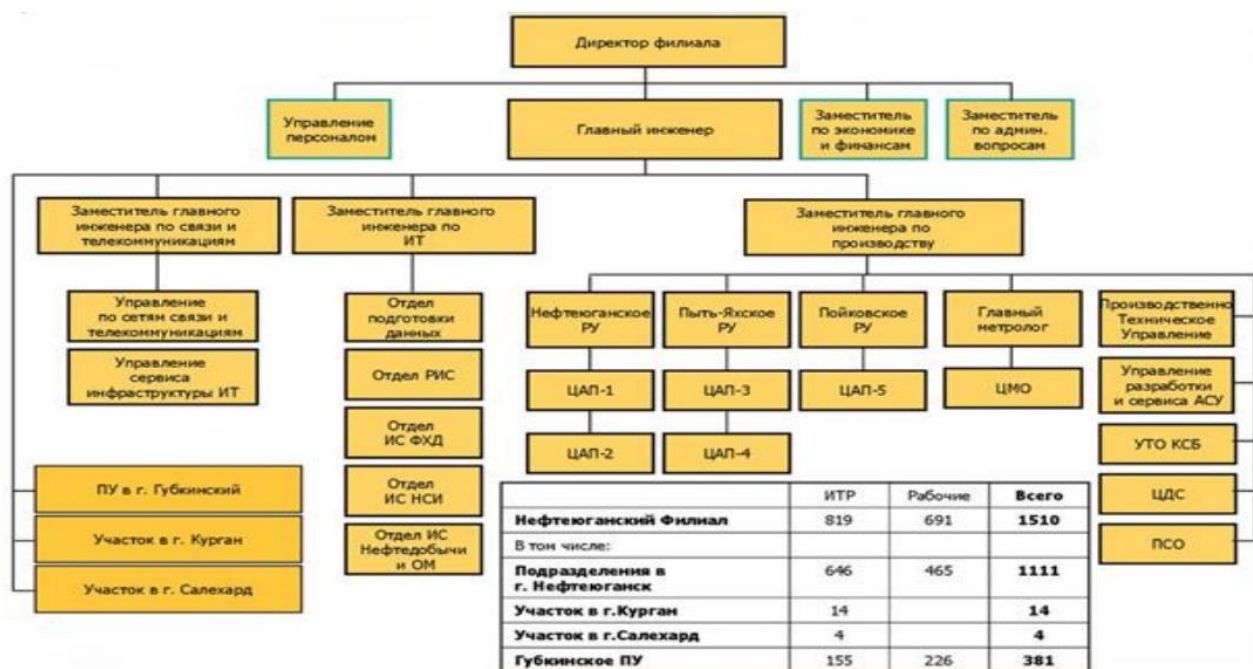


Рисунок 4.1 – Организационная структура «РН-Юганскнефтегаз»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле 4.1:

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (4.1)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{п/бк}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{п/оп}$ – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ) [1];
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые (ЕНВ) [2];
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин (ЕНВ) [3];
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ [1].

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 3000 ЭУК-М1.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является [1]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 120 часов или 55,6 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 96 часов или 4 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является [2].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

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

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

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используется [3]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице А.1 приложения А.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}} = \frac{3552}{233,18} = 15,23 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}} + t_{\text{СПО}}} = \frac{3552}{250,41} = 14,18 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3552 \times 720}{589,04} = 4341,71 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}}$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (2):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{3552}{4} = 888 \text{ м.} \quad (4.2)$$

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	1
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карте, вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет 589,04 часов или 24,55 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 4.2.

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	часов	суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1327	55,3				
Бурение скважины	589	24,55				
Испытание скважины	248,4	10,35				

Рисунок 4.2 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [5], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;

- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

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

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице А.2 приложения А, на крепление скважины – в таблице А.3 приложения А.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице А.4 приложения А.

Затраты, описанные в главах 7-11 сводного сметного расчета (таблица А.4 приложения А), рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [5], используется индекс изменения сметной стоимости,

устанавливаемый КЦ/2021-12ти [6]. Для Томской области на декабрь 2021 года индекс составляет 235,35.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{366\,773\,002 - 18\,720\,916}{3552} = 97\,987,64 \frac{\text{руб}}{\text{м}}.$$

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Республика Саха (Якутия). При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного, эффективного сооружения скважины в данных геологических условиях. Необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать технологии, обеспечивающие максимальную рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом, и вид работ определяется конкретным этапом строительства.

Раздел «социальная ответственность» является одной из важнейших частей современных проектных решений, потому что он определяет нормы производственной и экологической безопасности, а также в некоторой степени регулирует отношения между работником и работодателем.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется исключительно вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к ней.

Глава 47 части 4 ТК РФ [22] определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации.

Статья 299 [22] регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, однако в исключительных случаях продолжительность вахты может быть продлена до 3 месяцев.

Статьи 300 [22] определяют учет рабочего времени при работе вахтовым методом. «При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год».

Статья 301 [22] регламентирует режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки.

Статья 302 [22] регламентирует «гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом». Работникам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненным к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 24 календарных дней.

Согласно ФЗ от 17.12.2001 №173 [32] работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости при достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями не менее 12 лет 6 месяцев.

Согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [33] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады преимущественно выполняется стоя, таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны быть оборудованы в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [34].

На буровых установках, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем, оно должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [35].

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [1]. Стоит отметить, что основополагающим документом в сфере промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2].

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы	Этапы работ							Нормативные документы
	Механические	СПО	Сборка-	Приготовле	Эксплуатац	Крепление	Освоение	
Физические								
Падение объектов на работающего	+	+	+		+			ГОСТ 12.4.125-83 [13]
Падение работающего с высоты		+			+			ГОСТ Р 12.4.205-99 [4] ГОСТ Р 12.3.050-2017 [5]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+		+	+	+	ГОСТ 12.4.125-83 [13]
Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования	+	+	+		+	+		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [6] ИПБОТ 131-2008 [7]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	+	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [8] СНиП 2.04.05-91 [9]

Продолжение таблицы 5.1

Факторы	Этапы работ							Нормативные документы
	Механическое	СПО	Сборка-разборка	Приготовление и оборудование ГР	Эксплуатация и ремонт бурового оборудования	Крепление ствола и цементирование	Освоение скважины	
Физические								
Повышенный уровень вибрации и шума	+	+			+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [10] ГОСТ 12.1.012-2004 [11] СНиП 23-03-2003 [12]
Статическое электричество	+	+			+			ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [13] ГОСТ 12.1.018-93 [14]
Недостаток естественного и/или искусственного освещения	+	+	+	+	+	+	+	СП 52.13330.2011 [15] СНиП 23-05-95 [16]
Пожаровзрывоопасность	+			+	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-89 [17] ППБО-85 [18]
Химические								
Воздействие химических/газообразных агентов	+			+		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [19] ГН 2.2.5.1313-03 [20]
Биологические								
Патогенные/условно патогенные микроорганизмы	+	+	+	+	+	+	+	ГН 2.2.6.1762-03 [21]
Психофизиологические								
Физические перегрузки	+	+	+	+		+		ТК Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [22]

Падение объектов на работающего

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо беспрекословно соблюдать правила, прописанные в главах 7, 16, 34, 35 [2].

Падение работающего с высоты

При выполнении спуско-подъемных операций один из помощников бурильщика буровой бригады должен находиться на площадке верхового рабочего. Данный фактор может возникнуть при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к механическим травмам, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо соблюдать правила, прописанные в главе 14 [2].

Согласно [5] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Движущиеся машины и механизмы

Возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Данный фактор может привести к механическим повреждениям, травмам.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить в соответствии с [2].

Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение механических повреждений человеком.

Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться 7 главой [2], которая регламентирует «общие требования к применению технических устройств и инструментов», а также паспортами и техническими документами на соответствующее оборудование.

Отклонение показателей микроклимата

Работы по строительству скважин выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона. Для Республики Саха (Якутия) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -40°C и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену.

Работающие на открытой территории в летний и зимний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которых должны соответствовать климатическому региону.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться [20].

Повышенный уровень вибрации

При нарушениях технологического процесса и неисправности оборудования увеличивается уровень вибрационных колебаний.

Согласно [11] «Машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает $0,5 \text{ м/с}^2$ для локальной и $0,1 \text{ м/с}^2$ для общей вибрации».

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). В соответствии с требованиями [10] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ для данного вида работ.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (вкладыши) и коллективных средств защиты.

Статическое электричество

Проявление фактора возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления и пр. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к травмам разной степени тяжести, таких как ожоги, нарушение дыхания, остановка сердца.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно [13].

Недостаток искусственного и/или естественного освещения

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям [4]. Нормы освещенности рабочего места приведены в главе 14 статья 137 [2].

Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие открытого огня с огнеопасными веществами, в результате ГНВП и пр. Пожар опасен для человека в первую очередь вследствие теплового воздействия, а также выделением продуктов горения. Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования [18]. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие;

– курение на предприятиях допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

Воздействие химических/газообразных агентов

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, буферных жидкостей, при ГНВП и т.д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в [19].

Патогенные/условно патогенные микроорганизмы

В процессе осуществления буровых работ в открытом пространстве необходимо вести контроль за концентрацией микроорганизмов-продуцентов в воздухе рабочей зоны. Превышение данного параметра может привести к заболеваниям различной степени сложности. Нормы ПДК представлены в [21].

Мероприятия по устранению вредного воздействия микроорганизмов включают в себя использование СИЗ тела (защитная одежда) и органов дыхания (дыхательные маски, противогаз и т.д.).

Физические перегрузки

Бурение относится к работам средней тяжести. Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением тяжестей и сопровождается умеренным физическим напряжением. Данный фактор регулируется ТК РФ Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [22].

5.3 Экологическая безопасность

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин являются: буровые и тампонажные растворы; сточные буровые воды и шлам; продукты сгорания топлива при работе ДВС; химические реагенты для приготовления и восстановления БР и др.

Уровень загрязнения окружающей среды от сбросов сточных вод и других жидких отходов при строительстве скважин оценивается кратностью

превышения предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в природных объектах.

К природоохранным мероприятиям при строительстве скважин на нефть и газ на суше относятся:

- профилактические мероприятия, направленные на предотвращение (максимально снижение) загрязнения и техногенного нарушения природной среды;
- сбор, очистка, обезвреживание, утилизация и захоронение отходов строительства скважин;
- предупреждение (снижение) загрязнения: атмосферного воздуха, почв (грунтов), поверхностных вод, недр;
- рекультивация земель.

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» [23].

Защита селитебной зоны

Для обеспечения защиты селитебной зоны проектом должно быть предусмотрено создание санитарно-защитной зоны в соответствии с «Руководством по проектированию санитарно-защитных зон промышленных предприятий».

Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства.

Источники загрязнения атмосферного воздуха приведены в таблице 2.

Таблица 5.2 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и выделяемые вредные вещества

Наименование этапов работ	Источник выбросов	Наименование вредных веществ
Подготовительные работы	Автотранспорт, строительные и дорожные машины, ДВС	Оксид углерода, оксид азота, бенз(а)пирен
Бурение и испытание скважин	ДВС, котельная, топливо	Оксид углерода, окись азота, сернистый ангидрид
Испытание скважин (сжигание газа на факеле)	Факельная установка	Оксид углерода, окись азота, углеводороды
Бурение, ликвидация и консервация скважин	Неорганизованные выбросы: ЦС, блок приготовления БР, емкости ГСМ, шламовые амбары, устье оборудование	Углеводороды, пыль (барит), цемент, оксид углерода, окись азота, сернистый газ

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

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

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться [24]; [25]; [26].

Защита гидросферы

Для обеспечения процесса бурения и жизнедеятельности буровых бригад буровой установке необходим доступ к источнику водоснабжения.

Правила охраны вод в процессе бурения изложены в [27].

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке.

Мероприятия по очистке вод представлены в [28].

Защита литосферы

Подготовка площадки под строительство скважин начинается с обустройства выделенной территории и включает в себя: привязку к местности, корректировку трасс подъездных путей, их возведение, земляные работы по планировке территории под буровую вышку, привышечные сооружения, шламовые амбары и временный поселок.

Плодородный слой почвы снимается в соответствии с требованиями [29].

При аварийных разливах нефти, минерализованной воды или их смеси на почву удаление их осуществляется при помощи специальной техники: бульдозера, экскаватора, самосвалов, автомашин и тракторов, оборудованных танками для сбора нефти, насосами.

С целью снижения ущерба от загрязнения объектов природы на каждой строящейся скважине должен быть план ликвидации аварии.

Для рекультивации почв в случае загрязнения их углеводородами необходимо руководствоваться [30]. Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно [31].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы;
- разрушение буровой установки;
- опасные метеорологические явления.

Из перечисленных выше ситуаций наиболее вероятным при бурении нефтяных и газовых скважин являются ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований [2]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

При наблюдении одного и/или более признаков ГНВП следует принять меры для закрытия скважины. Если есть какие-либо сомнения в том, что скважина проявляется, необходимо герметизировать ее и проверить давления. Важно помнить, что нет разницы между малым проявлением и полным фонтанированием скважины, потому что и то, и другое может очень быстро обернуться большим фонтаном.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно [2].

В случае подозрения на ГНВП первым шагом необходимо закрыть скважину. В практике бурения существует два способа закрытия скважины. По методике жесткого закрытия универсальный превентор закрывается сразу после остановки насосов. По методике мягкого закрытия вначале открывается штуцер на выкидной линии, затем закрываются превенторы, после чего штуцер закрывается.

Следующим шагом необходимо произвести замер давлений. Давления на устье будут расти до тех пор, пока сумма устьевого давления и гидростатического давления бурового раствора с приточным флюидом не сравняется с пластовым давлением.

После уравнивания давлений производятся расчеты плотности и объема бурового раствора для глушения скважины, а затем производится ликвидация ГНВП.

Выводы по разделу:

Выполненная работа может быть разделена на две части – теоретическая (обзор негативных факторов) и практическая (реализация работ в поле).

В работе описан процесс правильного оборудования своего рабочего места для проведения работ, выявлены основные вредные и опасные факторы, которым человек может подвергаться во время полевых работ, а также описаны правила поведения во время чрезвычайных ситуаций.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Заключение

В выпускной квалификационной работе применены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Торгинскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения (Якутия). Работа состоит из пяти основных частей.

В общей и геологической части представлены: географо-экономическая характеристика района работ, обзорная карта района, параметры флюидонасыщенности, геологические условия бурения, а также зоны возможных осложнений.

В технологической части выпускной квалификационной работы приведены основные технологические решения при строительстве скважины: выбран оптимальный профиль наклонно-направленной скважины, запроектирован способ заканчивания с перфорированной эксплуатационной колонной, подобрана рецептура буровых растворов, обоснован выбор породоразрушающего инструмента, подобраны оптимальные компоновки низа бурительной колонны, а также спроектированы основные решения при заканчивании скважины.

В специальной части рассмотрены химические реагенты и добавки в буровой раствор для борьбы с: асфальтосмолопарафиновыми отложениями, солеотложениями, коррозией оборудования.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список использованной 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. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти // Современные проблемы науки и образования.-2018.-№1-1.;
6. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифуллин А.В., Козин В.Г. Эффективность воздействия на асфальтосмолопарафиновые отложения различных углеводородных композитов // Нефть России. Техника и технология добычи нефти. - 2008. - N 2 - с. 68-70.;
7. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, В.В. Шайдаков, А.Р.Хафизов и др. - Уфа: Монография, 2018.-302 с.;
8. Долوماتов М.Ю., Телин А.Г. и др. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальтосмолистых веществ, 2018 -211 с.
9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/149949> (дата обращения: 28.04.2021).

10. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268> (дата обращения: 28.04.2021).

11. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 28.04.2021).

12. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 28.04.2021).

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

14. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2021 г. № КЦ/2021-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2021 года».

15. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf (дата обращения 20.05.21).

16. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

17. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).

18. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов.

19. ГОСТ 12.4.205-99. ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Удерживающие системы. Общие технические требования. Методы испытаний.

20. ГОСТ 12.3.050-201. ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила работы.

21. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
22. ИПБОТ 131-2008. Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонтам.
23. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
24. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
25. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
27. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
28. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
29. ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
30. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
31. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
32. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
33. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
34. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
35. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
36. ГН 2.2.6.1762-03. ПДК микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в воздухе рабочей зоны.
37. Трудовой кодекс Российской Федерации.

38. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефти и газ на суше.
39. ОНД-86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.
40. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
41. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест (дополнения № 1-3).
42. ГОСТ 17.1.3.12-86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа.
43. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.
44. ГОСТ 17.4.3.02-85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
45. РД 39-0147103-356-86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.
46. ГОСТ 17.5.3.04-83. ССОП. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
47. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ.
48. Постановление правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».
49. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
50. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
51. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/149949> (дата обращения: 22.04.2021).

Приложения А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол, град.	азимут, град	
0	10	Четвертичная система	Q	-	-	1,4
10	147	Джуктинская	Є ₃ dgk	-	-	1,4
147	387	Бордонская	Є ₂ br	-	-	1,4
387	507	Метегерская	Є ₁ mt	-	-	1,4
507	542	Ичерская	Є ₁ ic	-	-	1,5
542	762	Чарская	Є ₁ cr	-	-	1,5
762	872	Олекминская	Є ₁ ol	-	-	1,3
872	1082	Толбачанская	Є ₁ rlb	7-8	-	1,3
1082	1135	Эльгянская	Є ₁ el	7-8	-	1,3
1135	1190	Нелбинская	Є ₁ nl	7-8	-	1,3
1190	1640	Юрегинская	Є ₁ jur	7-8	-	1,2
1640	1760	Билирская	Є ₁ bl	7-8	-	1,2
1760	1850	Юряхская	Є ₁ jurh 2-1	7-8	-	1,2
1850	2100	Кудулахская	V kd	7-8	-	1,2
2100	2385	Успунская	V usp	7-8	-	1,2
2385	3250	Бюкская	V bk ₂₋₁	5-6	-	1,2
3250	3450	Сералахская	V sr	5-6	-	1,2
3450	3500	Торгинская	R ₃ tr ₃	5-6	-	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от	до	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	10	глины суглинки пески	40 30 30	Отложения представлены аллювиальными песками с прослоями супесей, суглинков, торфа, включениями галечников, валунов.
Є3 dgk	10	147	мергели аргиллиты доломиты известняки алевролиты песчаники	20 20 15 15 15 15	Согласно залегает на бордонской свите. Свита сложена переслаиванием красно-коричневых и зелено-серых мергелей, аргиллитов с доломитами, известняками, прослоями алевролитов, реже тонкозернистых песчаников.
Є2 br	147	387	мергели аргиллиты глины	35 35 30	Залегает с перерывом на метегерской свите. Состоит из мергелей доломитовых аргиллитов и глин. Породы в основном красноцветные, реже отмечаются прослой зеленоцветных. Свита содержит хитинозой, единичные акритархи, водоросли.
Є1 mt	387	507	доломиты мергели аргиллиты известняки	70 10 10 10	Согласно залегает на ичерской свите. Свита сложена доломитами от светло- до темно-серой окраски, участками глинистыми, загипсованными, прослоями пестро-цветно-окрашенных мергелей и аргиллитов и пачками их переслаивания, редко прослоями известняков. По положению в разрезе она относится к амгинскому ярусу среднего кембрия.
Є1 ic	507	542	доломиты известняки	90 10	Согласно залегает на чарской свите. Свита сложена доломитами серыми, темно-коричневыми, до черных, тонко-мелкозернистыми, известковитыми, плотными, с прослоями известняков, отмечаются трещины, заполненные карбонатно-глинистым материалом.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є1 cr	542	762	известняки доломиты траппы глины мергели	30 30 20 10 10	Согласно залегает на олекминской свите. Свита сложена чередующимися пластами известняков и доломитов с прослоями мергелей и глин. Прорвана двумя интрузиями траппов. Известняки серые, коричневато-серые, трещиноватые; трещины выполнены глинисто-органическим, — карбонатно-глинистым и глинистым материалом. Доломиты серые, светло-коричневые, часто известковистые, иногда ангидритизированные, отмечаются трещины, выполненные кальцитом, глинисто-карбонатным и карбонатно-глинистым материалом. Мергели серые, серо-коричневые, бурые, плотные, иногда рыхлые плитчатые или комковатые, отмечаются трещины, заполненные доломитом. Глина белая, светло-серая, зеленовато-серая, комковатая, иногда известковистая
Є1 ol	762	872	доломиты известняки	90 10	Согласно залегает на толбачанской свите. Свита сложена доломитами с прослоями известняков. Доломиты белые, светло-серые, тонко-мелкозернистые, мелко-среднезернистые, плотные. Известняки светло-серые, серые, тонко мелкозернистые, участками доломитистые, глинистые.
Є1 rlb	872	1082	доломиты известняки мергели аргиллиты ангидриты соль	30 30 10 10 10 10	Согласно залегает на Эльгянской свите. Свита сложена доломитами и известняками с прослоями мергелей, аргиллитов, ангидритов и калийной соли. Доломиты светло-серые, серые, тонко-мелкозернистые, слабокавернозные, каверны открытые и заполненные карбонатно-глинистым материалом, иногда трещиноватые, трещины выполнены ангидритом, глинисто-карбонатным материалом. Известняки светло-серые, тонко-мелкозернистые, плотные, участками доломитистые и доломитовые, прослоями глинистые. Мергели серые с коричневым и бурым опенками, часто доломитовые, плитчатые, комковатые. Аргиллиты темно-серые, реже зеленовато-серые, тонкослоистые, плотные. Ангидриты серые, белые, кристаллические, доломитистые, глинистые.
Є1 el	1082	1135	доломиты известняки	50 50	Согласно залегает на на нелбинской свите. Свита сложена доломитами, известняками Доломиты серые, с оттенками от светло- до темно-серых, коричневато-серые, тонко-мелкозернистые, плотные, часто известковистые. Трещины заполнены глинисто-карбонатным материалом. Известняки серые, темно-серые, тонко-мелкозернистые и мелко-среднезернистые, плотные, часто доломитовые, иногда трещиноватые, трещины выполнены кальцитом.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є _{1 nl}	1135	1190	доломиты мергели аргиллиты известняки	60 15 15 10	Согласно залегает на юрегинской свите. Сложена доломитами с прослоями мергелей, аргиллитов и доломитистых известняков. Доломиты сероцветные с коричневатым оттенком, тонко-мелкозернистые, Неравномерно-глинистые, известковистые, участками ангидритизированные, плотные, иногда кавернозные, каверны открытые или заполнены ангидритом, трещиноватые, трещины выполнены карбонатно-глинистым материалом и ангидритом.
V usp	2100	2385	доломиты мергели аргиллиты	50 25 25	Залегает с несогласием на бюксской свите Сложена доломитами с прослоями мергелей и аргиллитов и пачками их переслаивания. Доломиты серые, тонко- мелкозернистые, преимущественно глинистые, ангидритизированные, иногда известковистые, прослоями водорослевые, прослоями ангидритизированные, иногда кавернозные, каверны открытые. Аргиллиты темно-серые. коричневато серые, доломитистые.
V bk ₂₋₁	2385	3250	песчаники алевролиты аргиллиты доломиты мергели соль ангидриты	15 15 15 15 15 15 10	Бюкская свита. Подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя сложена преимущественно песчаниками, прослоями алевролитов и аргиллитов, сложена доломитами светло-серыми, серыми, тонко-мелкозернистыми, плотными, иногда глинистыми, трещиноватыми. Верхняя подсвита состоит из ангидритов, доломитов, прослоев аргиллитов, мергелей.
V sr	3250	3450	песчаники гравелиты алевролиты аргиллиты доломиты мергели ангидриты	30 15 15 10 10 10 10	Свита сложена в нижней части песчаниками, с редкими прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов, в средней части пачками переслаивания аргиллитов, доломитов, мергелей, алевролитов, в верней части доломитами с включениями ангидритов. Песчаники светло-серые, серые, средне-, мелкозернистые, реже крупнозернистые.
R _{3 tr3}	3450	3500	известняки аргиллиты песчаники алевролиты мергели	25 25 20 15 15	Верхняя подсвита представлена преимущественно известняками с прослоями аргиллитов. Песчаники светло-серые, серые, буровато-серые, белые, мелко- иногда трещиноватые, трещины выполнены доломитом с органическо-глинистым материалом. Алевролиты серые, темно-серые, голубовато-серые тонко-мелкозернистые, кварцевые, плотные, иногда слоистые.

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

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.) и т.д.)
	от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	10	суглинки пески глины	1,8 1,5 2	25-30 30-35 25-30	10 1500 0	90 5 95	0 0 0	<10 <10 <10	4 10 4	мягкая мягкая мягкая
Є3 dgk	10	147	мергели аргиллиты доломиты известняки алевролиты песчаники	2,2 2,2 2,2 2,2 1,9 1,9	15 5 - - 25-30 25	5 0 5 5 10 100— 1500	20 89 10-15 - 55 5	5 2 80-90 80 0 до 18	10 20 10 10 10 20	6 7 4 4 4 10	мягкая средняя мягкая мягкая мягкая мягкая
Є2 br	147	387	мергели аргиллиты глины	2,2 2,1 2	15 5 25-30	5 0 0	20 89 10-15 -	5 2 0	10 40 10	6 7 4	мягкая средняя мягкая
Є1 mt	342	492	доломиты мергели аргиллиты известняки	2,2 2,2 2,2 2,1-2,2	- 15 5 -	10-15 5 0 5	10-15 5 0 5	80-90 5 2 80	30 10 40 10	4 6 7 4	мягкая мягкая средняя мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Є1 ic	492	542	доломиты известняки	2,2 2,1-2,2	- -	10-15 5	10 -	80-90 80	30 10	4 4	мягкая мягкая
Є1 cr	542	762	известняки доломиты траппы глины мергели	2,1-2,2 2,2 2,78- 2,82 2 2,2	- - - 5 15	5 0 - 0 5	- 5 - 100 20	80 80-90 - 2 5	10 20 500 15 10	4 4 8 4 6	мягкая мягкая очень крепкая мягкая мягкая
Є1 ol	762	872	доломиты известняки	2,2 2,2	- -	0 5	10-15 -	80-90 80	30 10	4 4	мягкая мягкая
Є1 rlb	872	1082	доломиты известняки мергели аргиллиты ангидриты соль	2,3 2,3 2,2 2,3 2,2 2,2-2,34	- - 15 5 - -	0 5 5 0 10 -	5 - 20 80 - -	90 80 5 5 20 -	50 50 40 40 40 10	4 4 6 7 3 2	мягкая средняя средняя средняя средняя мягкая
Є1 el	1082	1135	доломиты известняки	2,3 2,4	- -	0 5	5-10 -	80-90 80	60 60	4 4	средняя средняя
Є1 nl	1135	1190	доломиты мергели аргиллиты известняки	2,3 2,2 2,3 2,3-2,4	- 15 5 -	0 5 0 5	10-15 20 80 -	80-90 5 5 80	60 60 40 50	4 6 7 4	средняя средняя средняя средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Є1 jur	1190	1640	соль	2,2-2,34	-	-	-	-	5	2	мягкая
			доломиты	2,3	-	0	10-15	80-90	80	4	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	30	4	средняя
			ангидриты	2,4	-	10	-	20	40	3	средняя
			мергели	2,4	15	5	20	5	60	6	средняя
			траппы	2,78- 2,82	-	-	-	-	500	8	очень крепкая
Є1 bl	1640	1760	доломиты	2,3	-	0	10-15	80-90	80	4	средняя
			известняки	2,3	-	5	-	80	60	4	средняя
			аргиллиты	2,5	5	0	95	5	80	4	средняя
			мергели	2,5	15	5	20	5	60	6	средняя
			траппы	2,78- 2,82	-	-	-	-	500	8	очень крепкая
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	4	средняя
Є1 jurh 2-1	1760	1850	известняки	2,3	-	5	10-15	80-90	80	4	средняя
			доломиты	2,4	-	0	-	80	80	4	средняя
			мергели	2,4	15	5	20	5	70	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	4	средняя
V kd	1850	2100	доломиты	2,58- 2,63	-	15	-	80	100	6	твердые
			мергели	2,5	15	5	20	5	90	6	твердые
			аргиллиты	2,7	5	0	95	5	90	4	твердые
			известняки	2,56- 2,62	-	5	-	5	100	5,5	твердые
			аргиллиты	2,5	5	0	95	5	90	4	твердые
V usp	2100	2385	доломиты	2,58- 2,63	-	15	-	80	100	6	твердые
			мергели	2,5	15	5	20	5	90	6	твердые
			аргиллиты	2,5	5	0	95	5	90	4	твердые
			аргиллиты	2,3	5	0	95	5	90	4	твердые

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
V bk ₂₋₁	2385	3250	песчаники	2,3	19	20	20	5	150	10	твердые
			алевролиты	2,5	15	10	15	5	80	6	твердые
			аргиллиты	2,6	5	0	95	5	100	4	твердые
			доломиты	2,7	-	0	10-15	80-90	90	4	твердые
			мергели	2,5	15	5	20	5	100	6	твердые
			соль	2,2-2,34	-	-	-	-	10	2	мягкая
			ангидриты	2,56-2,6	-	10	-	20	120	3	твердые
V sr	3250	3450	песчаники	2,3	16	28	15	5	90	10	твердые
			гравелиты	2,5	0	15	30	15	80	8	твердые
			алевролиты	2,7	10	5	25	5	100	6	твердые
			аргиллиты	2,5	5	0	95	5	70	4	твердые
			доломиты	2,7	-	0	10-15	80-90	100	4	твердые
			мергели	2,5	15	5	20	5	100	6	твердые
			ангидриты	2,56-2,6	-	10	-	20	80	3	твердые
R ₃ tr ₃	3450	3500	известняки	2,56-	-	5	-	80	100	4	твердые
			аргиллиты	2,62	10	0	95	5	80	4	твердые
			песчаники	2,8	18	30	15-20	4	100	8	твердые
			алевролиты	2,6	16	6	15	4	120	6	твердые
			мергели	2,6	15	5	20	5	120	6	твердые
				2,6							

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от	до	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного		С°	источник получения	
			кгс/см ² на м		Источ- ник получе- ния	кгс/см ² на м		Исто- чник полу- чени- я	кгс/см ² на м		Исто- чник получ- ения	кгс/см ² на м				
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	10	0,000	0,000	ПГФ	0,000	0,000	ПГФ	0,000	0,244	РФЗ	0	0,24	РФЗ	0-1,5	РФЗ
Є3 dgk	10	147	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,244	0,244	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	2,8	РФЗ
Є2 br	147	387	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,244	0,244	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	5,0	РФЗ
Є1 mt	387	507	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,244	0,244	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	6,4	РФЗ
Є1 ic	507	542	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,244	0,244	РФЗ	0,25	0,25	РФЗ	6,8	РФЗ
Є1 cr	542	762	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,244	0,244	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	8,6	РФЗ
Є1 ol	762	872	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,225	0,225	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	9,6	РФЗ
Є1 rlb	872	1082	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,231	0,231	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	11,6	РФЗ
Є1 el	1082	1135	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,230	0,230	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	12,1	РФЗ
Є1 nl	1135	1190	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,226	0,226	РФЗ	0,26	0,26	РФЗ	12,6	РФЗ
Є1 jur	1190	1640	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,225	0,225	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	16,8	РФЗ
Є1 bl	1640	1760	0,108	0,108	РФЗ	0,108	0,108	РФЗ	0,227	0,227	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	17,9	РФЗ
Є1 jurh 2-1	1760	1830	0,104	0,104	РФЗ	0,104	0,104	РФЗ	0,235	0,235	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	18,8	РФЗ
	1830	1850	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,235	0,235	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ		РФЗ
V kd	1850	2100	0,097	0,097	РФЗ	0,097	0,097	РФЗ	0,238	0,238	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	21,6	РФЗ
V usp	2100	2385	0,090	0,090	РФЗ	0,090	0,090	РФЗ	0,236	0,236	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	25,7	РФЗ
V bk ₂₋₁	2385	3215	0,090	0,090	РФЗ	0,090	0,090	РФЗ	0,237	0,237	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	30,7	РФЗ
	3215	3250	0,109	0,109	РФЗ	0,109	0,109	РФЗ	0,237	0,237	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ		РФЗ
V sr	3250	3450	0,106	0,106	РФЗ	0,106	0,106	РФЗ	0,240	0,240	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	40,7	РФЗ
R ₃ tr ₃	3450	3500	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,228	0,228	РФЗ	0,27	0,27	РФЗ	41	РФЗ

Таблица А.5 - Геокриологическая характеристика скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: островная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
	от	до			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных вод)	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q- ε ₃ dgk	0	147	Реликтовый район работ относится к области с островным распространением ММП, среднегодовая температура пород – 0,5 °С	30	да	нет	нет	нет
Примечание:								
1. Глубина сезонно оттаивающего слоя грунта до 2 м.								

Таблица А.6– Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Qap	61	141	Поглощения	Наличие в разрезе проницаемых пород, а также несоблюдение проектной плотности бурового раствора
N _{2a}	141	311		
N _{1+2p} +N _{1m}	311	771		
N _{1 kr}	2193	2667		
N _{1 ch}	2667	3168		
P _{3mk1}	3768	4572		
P _{2+1f}	4572	4672		
K ₂	4752	4782		
Q	0	61		
Qap+ N _{2a} + N _{1+2p} +N _{1m}	61	771	Осыпи и обвалы	Наличие в разрезе обвальных пород, несоблюдение проектной плотности бурового раствора
N _{1 sr}	771	2193		
N _{1 kr+ch}	2193	3168		
N _{1mk2}	3168	3768		
N _{1mk1}	3768	4572		
K _{1a} +K _{1al}	5222	5422		
N _{1 sr}	1380	2193	Нефтегазоводопроявления	При снижении давления в стволе скважины ниже пластового, т.е. при создании депрессии на пласт. Геологические: вскрытие зон проявления с ростом уровня ПЖ ниже критической отметки.
N _{1 kr}	2193	2667		
N _{1 ch}	2667	3168		
P _{2+1f}	4572	4672		
K _{2 (K2m)}	4672	4732		
K _{2 (K2st)}	4872	4887		

Продолжение таблицы А.6

1	2	3	4	5
K _{1a} (II)	5222	5262	Нефтегазоводопроявления	Технологические: несоответствие параметров ПЖ – проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы промывки скважины.
Q	0	61	Прихватопасные зоны	Несоблюдение регламентируемых показателей промывки скважины и параметров бурового раствора. Оставление инструмента без движения.
Qар - N _{1+2p} +N _{1m}	61	771		
N _{1 sr}	771	2193		
N _{1 kr+ch}	2193	3168		
N _{1mk2}	3168	3768		
N _{1mk1}	3768	4572		
P _{2+1f}	4572	4672		
K ₂	4752	4782		
K _{1a} + K _{1al}	5072	5422		

Таблица А.7 – Исследовательские работы

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал отбора керна, м		Метраж отбора керна	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал отбора шлама, м		Частота отбора шлама через, м
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)	
P _{2+1f}	80	14	4592	4617	25	Q- K _{1a}	0	5422	5-25 (в продуктивных интервалах через 2-5)
P _{2+1f}	80	14	4642	4672	30				
K ₂	80	7	4672	4707	35				
K ₂	80	7	4707	4732	25				
K ₂	80	7	4872	4887	15				
K ₂	80	7	5057	5072	15				
K _{1al}	67	6	5072	5082	10				
K _{1al}	67	6	5132	5152	20				
K _{1a}	67	6	5222	5242	20				
K _{1a}	67	6	5242	5262	20				
K _{1a}	67	6	5262	5282	20				

Приложение Б

(обязательное)

Исходная информация по нефтегазоконденсатному месторождению (Республика Саха)

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, мкм ² /мПа*с		Содержание серы, %	Содержание парафина, %	Свободный дебит, т/сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, %	содержание углеводородного газа, %	относительная плотность газа по воздуху	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Є _{1 el}	1115	1120	порово-трещинный каверновый	0,78	-	0,098	-	0,49	0,5	0-70	70	-	0,26	0,628	-	-
Є _{1 jurh 2-1}	1780	1790		0,78	-	0,098	-	0,49	0,5	до 10	70	-	0,26	0,628	-	-

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
€ ₁ jurh 2-2	1810	1820	порово- трещинный каверновый	0,78	-	0,098	-	0,49	0,5	до 10	70	-	0,26	0,628	-	-
V usp	2200	2210		0,78	-	0,098	-	0,49	0,5	0- 6,5	70	-	0,31	0,65	-	-
V usp	2330	2340		0,78	-	0,098	-	0,49	0,5	0- 6,6	70	-	0,31	0,65	-	-
V sr	3440	3450		0,78	-	0,098	-	0,49	0,5	до 15	100	-	0,55	0,62	-	-

Таблица Б.2. – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды						Степень минерализации	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от	до					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	НСО ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ₂₊	Ca ₂₊			
Є1 mt Є1 ic	38 7	54 2	трещинно-каверновый	1,00-1,01	2057	5	77,29	81,25	0,88	106,1	22,2	31,2	4,6-16,1	СЛН	да
Є1 cr Є1 tb	54 2	10 82	трещинно-каверновый	1,06-1,08	6-73	10-15	198 4	82, 4	0,96	196 8	50	50	121	ХЛК	нет
Є1 tb Є1 el	10 82	10 90	трещинно-каверновый	1,11	2,4	5	288 8	79, 6	0,8	281 18	50	10 0	173-347	ХЛК	нет
Є1 bl – V bk 2-1	23 60	32 30	трещинно-каверновый	1,15-1,22	2-54	20-30	548 1	1,0 1	290	130 9	11 99	32 64	219-320	ХЛК	нет
V sr R ₃ tr ₃	32 70	34 10	трещинно-каверновый	1,17	37,4-65	20-30	480 0	13, 85	1,44	363 3	35 0	85 0	277	ХЛК	нет

Таблица Б.3 – Газоносность

Индекс стратиграфическог м	Интервал, м		Тип коллектора	Состояни е (газ, конденса т)	Содержание, %		Относител ьная плотность газа по воздуху	Коэффици ент сжимаемо сти в пластовы х условиях	Свободн ый дебит, м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемо сть
	от (верх)	до (низ)			сероводо рода	углекисл ого газа				в пластов ых условия х	на устье скважи ны	
Є1 el	1100	1115	порово - трещи нный каверн овый	газ, конденсат	-	0,26	0,628	-	до 300	0,682	-	5
Є1 jurh 2-1	1770	1780		газ	-	0,26	0,628	-	до 945	-	-	5
Є1 jurh 2-2	1800	1810		газ	-	0,26	0,628	-	до 945	-	-	5
V kd	1840	1960		газ, конденсат	-	0,37	0,627	-	200-300	0,682	-	15
V usp	2190	2200		газ	-	0,31	0,65	-	5,2-260	-	-	15
V usp	2320	2330		газ	-	0,31	0,65	-	5,2-260	-	-	15
V bk ₂₋₁	3240	3260		газ	-	0,55	0,62	-	4-100	-	-	20
V sr	3420	3440		газ, конденсат	-	0,55	0,62	-	8,83-875	0,682	-	28
R ₃ tr 3	3460	3475		газ	-	0,87	0,648	-	1751	-	-	30

Приложение В

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

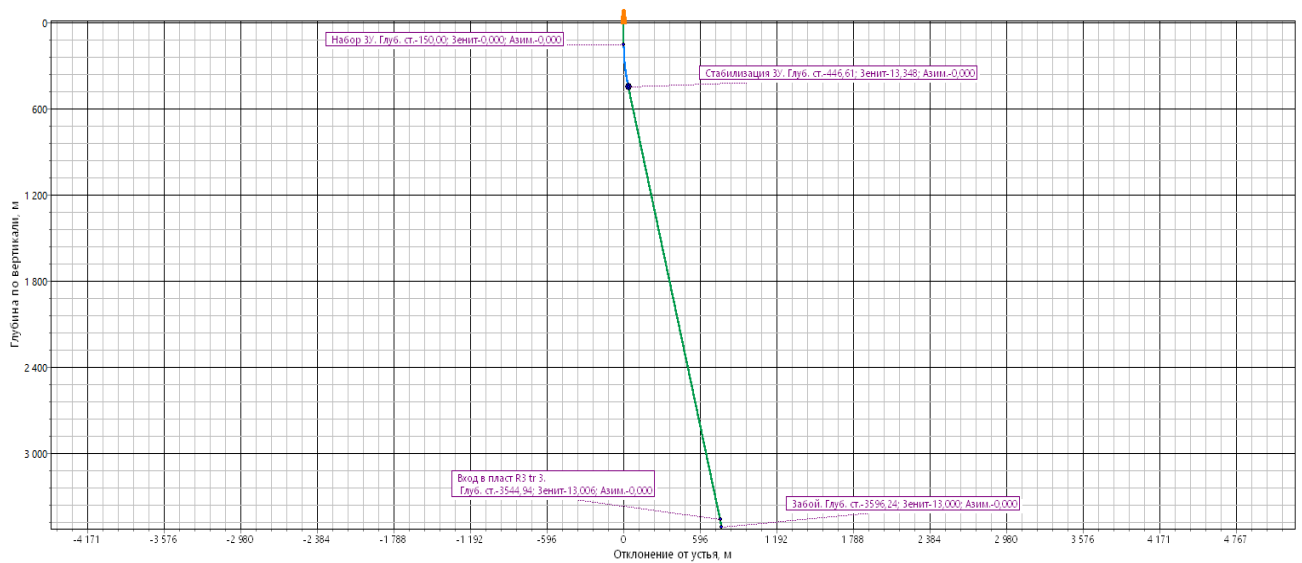


Рисунок В.1 – Проектный профиль скважины

Таблицы В.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Наклонно-направленная							
Исходные данные									
Глубина скважины по вертикали, м		3510		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				0,45	
Глубина кровли продуктивного пласта, м		3460/3546		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				0	
Отход скважины, м		922,22		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м				0	
Длина интервала бурения по пласту, м		15/16		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град				13,35	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град		13,35		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				13,35	
Расчетные данные									
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м		Зенитный угол, град		Отход, м	
	от	до	всего	интервала	всего	в начале	в конце	За интервал	всего
1	0	150	150	150	150	0	0	0	0
2	150	443,94	293,94	296,61	446,61	0	13,35	34,39	34,39
3	443,94	3460	3016,06	3099,80	3546,41	13,35	13,35	715,61	750
4	3460	3510	50	51,39	3597,80	13,35	13,35	11,86	761,86
Итого	Σ		3510	Σ	3597,8	–	–	Σ	761,86

Приложение Г
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Г.1 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-20 м)							
1	III 490 М-ЦВ (121С)	0,5	490	–	3-171	Ниппель	0,3
2	Переводник М-171/201	0,5	240	80	3-171	Муфта	0,093
					3-201	Муфта	
3	УБТС2-273	12	273	80	3-201	Ниппель	4,74
					3-201	Муфта	
4	Переводник П-201/133	0,5	203	80	3-201	Ниппель	0,09
					3-133	Муфта	
5	ПК-127х9,19 Е	6,5	127	108,6	3-133	Ниппель	0,2
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Бурение под кондуктор (20–823 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 393,7 В 419 ТУ	0,4	393,7	-	3-152	Ниппель	0,2
2	1-КА 393,7 СТК	0,39	393,7	80	3-152	Муфта	0,103
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н-152/152	0,517	240	80	3-152	Ниппель	0,06
					3-152	Ниппель	
4	ДГР1-240.7/8.55	10,225	240	-	3-152	Муфта	2,703
					3-171	Муфта	
5	Переводник П-171/133	0,521	240	80	3-171	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
6	Телесистема (ТЭМС-178) НУБТ 178	9,45	178	68	3-133	Ниппель	1,89
					3-133	Муфта	
7	Переводник П-133/147	0,521	178	80	3-133	Ниппель	0,06
					3-147	Муфта	
8	УБТС2-178 (3-147)	12	178	80	3-147	Ниппель	2,124
					3-147	Муфта	
9	Переводник Н-147/152	0,527	178	58,6	3-147	Ниппель	0,05
					3-152	Муфта	
10	Яс SJ 172 НМ (172/70 мм)	5,53	172	68	3-152	Ниппель	0,75
					3-152	Муфта	
11	Переводник П-152/121	0,527	172	58,6	3-152	Ниппель	0,05
					3-121	Муфта	
12	УБТС2-146 (3-121)	24	146	68	3-121	Ниппель	2,472
					3-121	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Переводник П-121/133	0,527	146	58,6	3-121	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
14	ПК-127х9,19 Е	783	127	108,6	3-133	Ниппель	24,45
					3-133	Муфта	
Бурение под техническую колонну (823–1635 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 295,3 ВТ 616 ТУ	0,39	295,3	-	3-152	Ниппель	0,082
2	1-КА 295,3 СТК	0,395	295,3	80	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н 152/152	0,457	240	80	3-152	Ниппель	0,03
					3-152	Ниппель	
4	ДГР1-240.3/4.60	9,72	240	-	3-152	Муфта	2,072
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 171/133	0,457	240	68	3-171	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
6	Телесистема (ТЭМС-178) НУБТ 178	9,45	178	68	3-133	Ниппель	1,89
					3-133	Муфта	
7	Переводник Н 133/152	0,51	178	80	3-133	Ниппель	0,031
					3-152	Ниппель	
8	1-КА 295,3 СТК	0,395	295,3	80	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Переводник П-152/147	0,51	178	58,6	3-152	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
10	УБТС2-178	18	178	68	3-147	Ниппель	3,186
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/152	0,517	178	58,6	3-147	Ниппель	0,06
					3-152	Муфта	
12	Яс SJ 172 НМ (172/70 мм)	5,53	172	68	3-152	Ниппель	0,75
					3-152	Муфта	
13	Переводник П-152/121	0,517	146	58,6	3-152	Ниппель	0,06
					3-121	Муфта	
14	УБТС2-146	12	146	68	3-121	Ниппель	1,236
					3-121	Муфта	
15	Переводник П-121/133	0,517	146	58,6	3-121	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
16	ПК-127х9,19 Е	1595	127	108,6	3-133	Ниппель	49,8
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1635–3598 м)							
1	БИТ 220,7 В 813 ТУ	0,38	220,7	-	3-117	Ниппель	0,05
2	Переводник М 117/133	0,5	220	68	3-117	Муфта	0,04
					3-133	Муфта	
3	2-КСА 220,7 СТК	0,386	220,7	68	3-133	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
4	Переводник Н 133/117	0,5	178	68	3-133	Ниппель	0,04
					3-117	Ниппель	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ДГР-178М.6/7.57	7	178	-	3-117	Муфта	1,038
					3-147	Муфта	
6	Переводник П-147/133	0,5	178	68	3-147	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
7	Телесистема (ТЭМС-178) НУБТ 178	9,45	178	68	3-133	Ниппель	1,89
					3-133	Муфта	
8	2-КСА 220,7 СТК	0,386	220,7	68	3-133	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-133/147	0,5	178	58,6	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
10	УБТС2-178	12	178	68	3-147	Ниппель	2,124
					3-147	Муфта	
11	Переводник Н-147/102	0,5	146	58,6	3-147	Ниппель	0,03
					3-102	Ниппель	
12	ЯГБ-127 (127/50,8 мм)	2,084	127	52	3-102	Муфта	0,32
					3-102	Муфта	
13	Переводник П-102/108	0,5	127	58,6	3-102	Ниппель	0,05
					3-108	Муфта	
14	УБТС2-133 (3-108)	12	133	68	3-108	Ниппель	1,008
					3-108	Муфта	
15	Переводник П-108/133	0,5	1327	58,6	3-108	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
16	ПК-127х9,19 Е	3560	127	108,6	3-133	Ниппель	111,1
					3-133	Муфта	

Таблица Г.2 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
Бурение	0	20	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	7,5	0,24	5,28	1,32	8,35	29,66	31,19
Бурение	20	823	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	762,24	25,38	35,62	1	5,04	4,40	4,62
Бурение	823	1635	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	1579	50,44	59,84	1	3,08	2,62	2,75
Бурение	1635	3598	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3554	113,52	120,05	0,82	1,65	1,51	1,58

Приложение Д

Таблица Д.1 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора				
Интервал	0-20	20-823	823-1635	1635-3598
Исходные данные				
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
К	0,65	0,6	0,55	0,5
K_k	1,4	1,42	1,28	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,13	0,12
V_m , м/ч	40	35	25	20
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0191	0,0159	0,0159	0,0127
n	3	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,193	1,152	1,12	1,18
ρ_n , г/см ³	1,9	2,18	2,3	2,5
S заб	0,19	0,12	0,07	0,04
S max	0,18	0,11	0,06	0,03
Dc	0,83	0,75	0,61	0,51
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	123	73	38	19
Q_2 , л/с	100	76	35	17
Q_3 , л/с	88	55	42	26
Q_4 , л/с	34	56	56	45
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	34-123	55-73	35-56	17-45
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}$, л/с	80	70	55	35

Таблица Д.2 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м3.
от	до					
0	20	20	490	–	1,4	5,28
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,03
Расчетные потери бурового раствора при очистке						3,28
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,08
Объем раствора в конце бурения интервала						5,28
Общая потребность бурового раствора на интервале:						53,64
Объем раствора к приготовлению:						53,64
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						15,08
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, м3.
от	до					
20	823	803	393,7	406	1,43	143,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,75
Расчетные потери бурового раствора при очистке						90,39
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,2
Объем раствора в конце бурения интервала						143,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						285,46
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						15,08
Объем раствора к приготовлению:						270,38
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						-
Техническая 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, м3.
от	до					
823	1635	812	295,3	306,9	1,25	127,38
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						55,85
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,78
Объем раствора в конце бурения интервала						127,38
Общая потребность бурового раствора на интервале:						322,58
Объем раствора к приготовлению:						322,58

Продолжение таблицы Д.2

Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	к каверн .	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.	от					
1635	3598	1963	220,7	228,7	1,2	153,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке						83,85
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,84
Объем раствора в конце бурения интервала						153,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						408,82
Объем раствора к приготовлению:						408,82

Таблица Д.3 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды, поддержание требуемого рН бурового раствора	25	26,821	2	243,342	10	290,325	12	367,935	14	928,423	38
Бентопорошок марки ПБМА	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	2682,15	3	–	–	–	–	–	–	2682,15	3
АНИПОЛ-НВ	Регулятор фильтрации	25	429,144	18	–	–	–	–	–	–	429,144	18
Соль (КС1)	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	1000	536,43	1	4055,7	4	–	–	–	–	4592,13	5
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	268	11	–	–	–	–	–	–	268	11
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	–	–	473,165	19	258,067	11	327,054	13	1058,286	43
Бентонит ПБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	–	–	4866,84	5	–	–	–	–	4866,84	5

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КМЦ	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	–	–	216,304	9	2580,6 72	103	–	–	2796,9 76	112
СУПЕРСЛАЙД ЕР-СИЛЬВЕР	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	–	–	324,456	13	–	–	–	–	324,45 6	13
ЕВРОПАЦ	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	–	–	40,557	2	–	–	–	–	40,557	2
ОПТИТРОЛ	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	–	–	162,228	7	–	–	–	–	162,22 8	7
БЛ-ЭКО	Снижение коэффициента трения в скважине	25	–	–	1216,71	49	–	–	–	–	1216,7 1	49
Буритовый утяжелитель	Регулирование плотности	1000	–	–	26080,31 4	27	–	–	–	–	26080, 314	27
Глинопоршок палыгорскитовый	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	–	–	–	–	16129, 2	17	–	–	16129, 2	17
Крахмал –	Регулятор фильтрации, реологических свойств, стабилизатор	25	–	–	–	–	1290,3 36	52	–	–	1290,3 36	52
Соль (NaCl)	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	1000	–	–	–	–	9677,5 2	10	–	–	9677,5 2	10
Смазочная добавка СМАД-1	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	–	–	–	–	967,75 2	1	–	–	967,75 2	1

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Пеногаситель ДЕФОРМЕР	Предотвращение пенообразования	25	–	–	–	–	64,517	3	163,527	7	228,04 4	10
Разжижитель КССБ –	Понизитель вязкости	25	–	–	–	–	483,87 3	20	–	–	483,87 3	20
Ингибитор коррозии ИК- 130	Защита металла от коррозии	25	–	–	–	–	806,46	33	–	–	806,46	33
Структурообра- зователь ПОЛИКАРБ БИО	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, регулятор фильтрации, подавление процессов гидратации и набухания пород и размывания солевых отложений и снижение влияние на породы слагающие пласты	1000	–	–	–	–	–	–	14308,59 5	15	14308, 595	15
Понизитель фильтрации ПОЛИКАРБ БИО												
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта ПОЛИКАРБ БИО												
BIT-PLUG	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	–	–	–	–	–	–	12264,51	13	12264, 51	13

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
АСБ марки В	Защита от микробиологической деструкции	25	–	–	–	–	–	–	204,408	9	204,408	9
Соль NaCl	Засоляющий агент, предупреждение размыва каменной соли	1000	–	–	–	–	–	–	16352,68	17	16352,68	17

Таблица Д.4 – 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 направление									
0	20	БУРЕНИЕ	0,316	0,042	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	3	19,1	92,5	479,1
Под кондуктор									
20	823	БУРЕНИЕ	0,411	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	15,9	58,7	163,9
Под техническую колонну									
823	1635	БУРЕНИЕ	0,713	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	15,9	45,7	75,2
Под эксплуатационную колонну									
1635	3598	БУРЕНИЕ	1,048	0,091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	45,8	51,1

Таблица Д.5 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	20	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	180	184,3	1	108	39,74	79,49
20	823	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	180	184,3	1	95	34,96	69,92
823	1635	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	83	27,22	54,45
1635	3598	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	121	34,85	34,85

Таблица Д.6 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	20	БУРЕНИЕ	72,9	60,3	0	2,6	0,1	10
20	823	БУРЕНИЕ	161,7	23,4	33,9	90	4,4	10
823	1635	БУРЕНИЕ	154,4	13,8	27,5	86,8	16,2	10
1635	3598	БУРЕНИЕ	205	14,7	68,4	77,3	34,7	10

Приложение Е

Таблица Е.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение под направление: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	Ш 490 М-ЦВ	0	20	400	0,02	20	0,1	0,8	0,18	0,98 0,03 0,18 0,23 0,44 0,47 0,08 22,60 1,25 0,30 26,56
Бурение под кондуктор: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 393,7 В 419 ТУ	20	823	3200	0,04	803	0,24	30,64	2,13	32,77 0,47 5,68 0,23 0,44 0,47 0,08 61,34 4,98 5,2 1 112,66

Продолжение таблицы Е.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
Бурение под техническую колонну: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 295,3 ВТ 616 ТУ	823	1635	3200	0,06	812	0,28	53,82	4,64	58,46 0,65 6,60 0,23 0,44 0,47 0,08 69,38 7,37 7,18 1,3 152,16
Бурение под эксплуатационную колонну: промывка (ЕНД) наращивание (ЕНД) смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) сборка и разборка УБТ (ЕНД) установка и вывод УБТ за палец крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) ремонтные работы (ЕНД) смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 220,7 В 813 ТУ	1635	3598	3200	0,08	1963	0,58	147,92	10,28	158,1 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 297,66
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,62

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	3,06	230,73	1,27	95,76	19,7	1485,40	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,04	35,00	0,64	560,13	0,25	218,8	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,001	0,12	-	-	0,25	53,9	-	-
КСІ	т	215,6	-	-	21,2	4570,7	-	-	-	-	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	3,32	3268,2	-	-	-	-
НТФ	т	586,1	-	-	-	-	0,008	4,97	0,09	52,75	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	12,6	3402	54,9	14823	52,7	14229	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	1,6	560,64	-	-	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	38,9	7725,54
ИКМУЛ	т	983,00	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,30
ИКСОРФ	т	810,00	-	-	-	-	-	-	-	-	9,24	9739,00
ИКТОН	т	1491,00	-	-	-	-	-	-	-	-	2,30	3429,30
Нефть	т	118,33	-	-	-	-	-	-	-	-	231	27327,30
Известь	т	55,24	-	-	-	-	-	-	-	-	9,3	7533,00
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9103,92		8530,44		24518,16		38669,85		76104,07	
Затраты, зависящие от объема работ												
490 (19 19/64) GRD213	шт.	3152,3	-	-	0,1	315,23	-	-	-	-	-	-
393,7 (15 ½) FD519SM	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,24	664,74	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD616SM	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,29	1424,07	-	-
220,7 (8 11/16) FD613MH	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3035,95
1-КА393,7 СТК	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
1-КА295,3 СТК	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	6,14	30,15	30,14	147,99	24,84	121,97	62,8	308,35
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт		1268										
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		0		351,99		968,11		1690,32		3616,47	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9103,92		8882,43		25486,27		40360,17		79720,54	
Всего по сметному расчету, руб		163288										

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, крепление скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-426	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-324	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-178	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ПЦ-426/490	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ-324/394	шт.	32,5	-	-	33	1072,50	-	-	-	-
Центратор ЦПН 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	33	838,2	-	-
Центратор ПЦ 245/324	шт.	25,4	-	-	-	-	11	279,4	-	-
Центратор- турбулизатор ЦТГ 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	31	579,7
Центратор ЦПН 178/245	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	11	205,7
Центратор ЦПН 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-426	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-324	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-245	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-426	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ММЦ6.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт.	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		7032,67		11961,05		12524,85		21835,75	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 178х8,1	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 178х11,5	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	1,45	41,59	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	27,3	541,63
Заливка колонны	грп/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
Опрессовка колонны	грп/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	грп/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт		1268								
Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		3917,85		36404,02		54357,16		91465,65	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.		10950,52		48365,07		66882,01		113301,4	
Всего по сметному расчету	руб.		239499,00							

Таблица Е.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 591 944
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 909 867
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	540 128
	Итого по главе 1	93 656	22 041 939
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	41 879 120
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 671 458
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 272 542
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	393 976
	Итого по главе 2	204 924	48 217 096
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	135 961	38 429 830
3.2	Крепление скважины	239 499	56 366 090
	Итого по главе 3	375 460	88 364 512
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 303 608
4.2	Консервация скважины	6 872	1 617 325
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 901 628
	Итого по главе 4	28 989	6 822 561
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	44 490	10 470 722
	Итого по главе 5	44 490	10 470 722
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 794 548
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	281 008
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	7 204 064
	Итого по главе 6	47 927	11 279 620
	ИТОГО прямых затрат	795 446	187 196 450
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	198 862	46 802 172
	Итого по главе 7	198 862	46 802 172

Продолжение таблицы Е.4

1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	79 545	18 720 916
	Итого по главе 8	79 545	18 720 916
	ИТОГО по главам 1-8	1 073 853	252 731 304
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 5,7%	61 210	14 405 774
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	49 250	11 590 988
9.3	Северные надбавки; 2,98%	32 001	7 531 436
9.4	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.5	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.6	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.7	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.8	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	142 461	38 646 498
	ИТОГО по главам 1-9	1 216 314	291 377 802
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 148	505 532
	Итого по главе 10	2 148	505 532
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	60 923	14 594 168
	Итого по главе 11	60 923	14 594 168
	ИТОГО	1 279 385	306 477 502
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	306 477 502	
	НДС, 20%	60 295 500	
	ВСЕГО с учетом НДС	366 772 002	