

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 РАЗВЕДОЧНОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ (ПЛАСТЫ ВЕНДСКОЙ СИСТЕМЫ) НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.23:622.324.5(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Полежаев Данила Алексеевич		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		16.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		14.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		14.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		19.06.2020

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 11.02.2020 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
2Б6В	Полежаев Данила Алексеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной наклонно-направленной скважины (пласты Вендской системы) на газовом месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2020
--	------------

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. Интервал отбора керна: все продуктивные пласты 4. Объект испытания в процессе бурения: во всех продуктивных пластах 5. Тип профиля: наклонно- 6. Данные по профилю: Длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 700м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая
---	---

	<p>интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.</p> <p>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>9. Способ перфорации: кумулятивный</p> <p>10. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения</p> <p>11. Способ вызова притока: струйными насосами</p>
<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>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p>

	2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Т.Г, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Бицентричные долота: конструкции, особенности исполнения.	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Полежаев Данила Алексеевич		11.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Бицентричные долота: конструкции, особенности исполнения	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.		11.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Полежаев Данила Алексеевич

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

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

<p>Нормы и нормативы расходования ресурсов</p> <p>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Полежаев Данила Алексеевич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Полежаев Данила Алексеевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной наклонно-направленной скважины (пласты Вендской системы) на газовом месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p style="text-align: center;">Объект исследования: технический проект на строительство наклонно-направленной скважины</p> <p style="text-align: center;">Область применения: Вендская система в Красноярском крае</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"> – ТК РФ Статья 297; – ТК РФ Статья 264; – ТК РФ Статья 298; – ТК РФ Статья 299; – ТК РФ Статья 302; – ГОСТ 12.2.049-80; – СанПиН 1964-79; – ГОСТ 12.2.032-78; – СП 2.2.2.1327-03.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – Движущиеся части и механизмы.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и

	<p>двигателей спецтехники, факельных установок;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы при ГНВП. <p>Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы и возгорание ГСМ. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Полежаев Данила Алексеевич		11.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страницу, 36 таблиц, 16 рисунков, 35 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, газ.

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина (пласты Вендской системы) на газовом месторождении (Красноярский край).

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

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3035 метров.

В специальной части проекта рассмотрены современные системы автоматизации спускоподъемных операций.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на автоматизации скважин и обеспечении безопасности производственного объекта.

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

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

Оглавление

Введение.....	13
Общая и геологическая часть.....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения	17
1.3 Зоны возможных осложнений	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	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	23
2.3 Проектирование процессов углубления	24
2.3.1 Выбор способа бурения.....	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	30
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны	32
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	35
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	41
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	41
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	46
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	51
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	53
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	53
2.4.4.1 Выбор типа фонтанной арматуры	55

2.4.4.4	Выбор пластоиспытателя	58
2.5	Выбор буровой установки	58
3	Бицентричные долота: конструкции, особенности исполнения.	59
3.1	Методы бурения	59
3.1.1	Виды долот	59
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	71
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	71
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	73
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .	73
4.2.2	Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.....	74
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ	75
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	76
5	Социальная ответственность	78
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
5.2	Производственная безопасность	78
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	80
5.3	Экологическая безопасность.....	83
5.3.1	Защита атмосферы	83
5.3.2	Защита гидросферы.....	85
5.3.3	Защита литосферы.....	86
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
	Заключение	88
	Заключение	89
	Список использованной литературы.....	91
	Приложения А	94
	Приложение Б	101
	Приложение В.....	112

Введение

Практическая работа с месторождениями начинается с изучения разреза скважины, после чего происходит выбор оборудования, которое будет оптимально подходить под все условия и осложнения разреза. Главными задачами являются высокие скорости выполнения работ и дешевизна.

Наклонно-направленные скважины имеют ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, основное из которых – это кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Особенностью строительства данной скважины является отбор керна в двух газоносных пластах.

В данной скважине на интервале 0-1605 наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности которые достигают до 1,3.

Данный разрез скважины представлен преимущественно алевролитами, доломитами, аргиллитами и каменной солью. Продуктивный пласт представлен алевролитами, песчаниками и аргиллитами.

В разрезе имеются 5 водоносных и 2 газоносных горизонта, которые не пересекаются.

Все пласты характеризуются нормальными пластовыми давлениями. Максимальная температура достигает 48 °С.

В обоих интервалах продуктивных газовых пластов ожидаются нефтегазоводопроявления и поглощения бурового раствора, при бурении аргиллитов во втором газоносном пласте, возможно осыпание стенок скважины, сальникообразование. Следовательно, необходимо контролировать репрессию на пласт, придерживаться высокой скорости бурения, а также проектировать ясс в компоновку низа буровой колонны. При прохождении участков, где имеется каменная соль необходимо добавить соль в раствор, для насыщения, чтобы не происходило размывания.

Целью работы является разработка технического проекта на строительство разведочной наклонно-направленной скважины на газовом месторождении (Красноярский край), полностью соответствующего реальному проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважин

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины сложен породами средне твердыми и твердыми горными породами, следовательно необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивные горизонты 2580-2610, 2840-2890 сложены такими горными породами как: алевролиты, песчаники и аргиллиты.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 1810-2410 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 1,56 МПа/100 м.

Таблица 1 – Прогноз давлений и температур по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	МПа/ м	МПа/ м	МПа/100 м	МПа/100 м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Є 2-3ev	10	560	0,0100	–	0,0149	–	3-5
Є 1-2 lit- Є 1 an	560	1200	0,0108	–	0,0154	–	10
Є 1bul	1200	1265	0,0100	–	0,0149	–	11-12
Є 1bls	1265	1810	0,0104	–	0,0152	–	11-12
Є 1us	1810	2410	0,0110	–	0,0156	–	18-20
Венд	2410	2930	0,0100	–	0,0149	–	21-37
R	2930	3000	0,0097	–	0,0147	–	42-48

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
2580	2610	Порово-трещинный	50000	0,84
2840	2890	Порово-трещинный	100000	0,74

Таблица 3 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, кг/ м ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
0	200	поровый	1050	200
1200	1265	каверново-трещинный	–	–
1730	1770	каверново-трещинный	–	–
2310	2350	каверново-трещинный.	1270	2,8
2620	2650	Порово-трещинный	1175	–

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении А. 4.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу. Также по всему разрезу присутствуют прихватопасные зоны. Для предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смазочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 700м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.

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

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

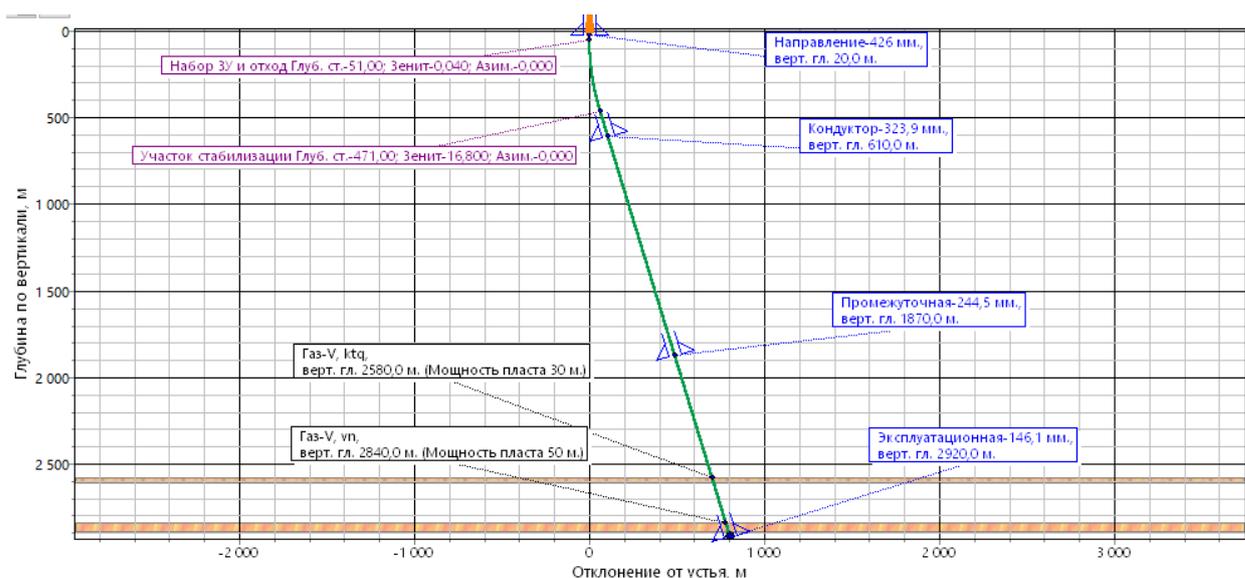


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

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

Так как тип перфорации кумулятивный, то выбираем закрытый тип забоя скважины. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

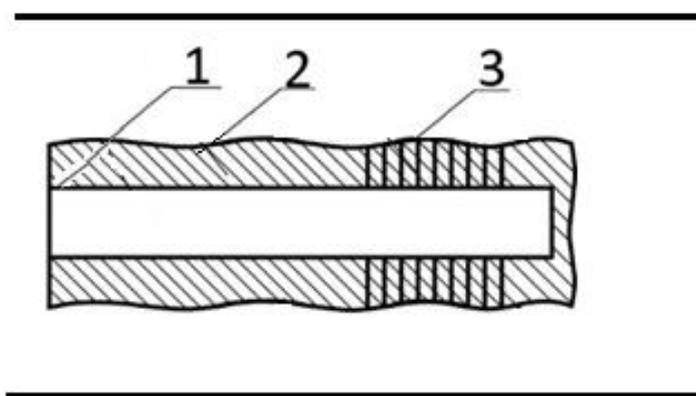


Рисунок 2 – Конструкция закрытого забоя:

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

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

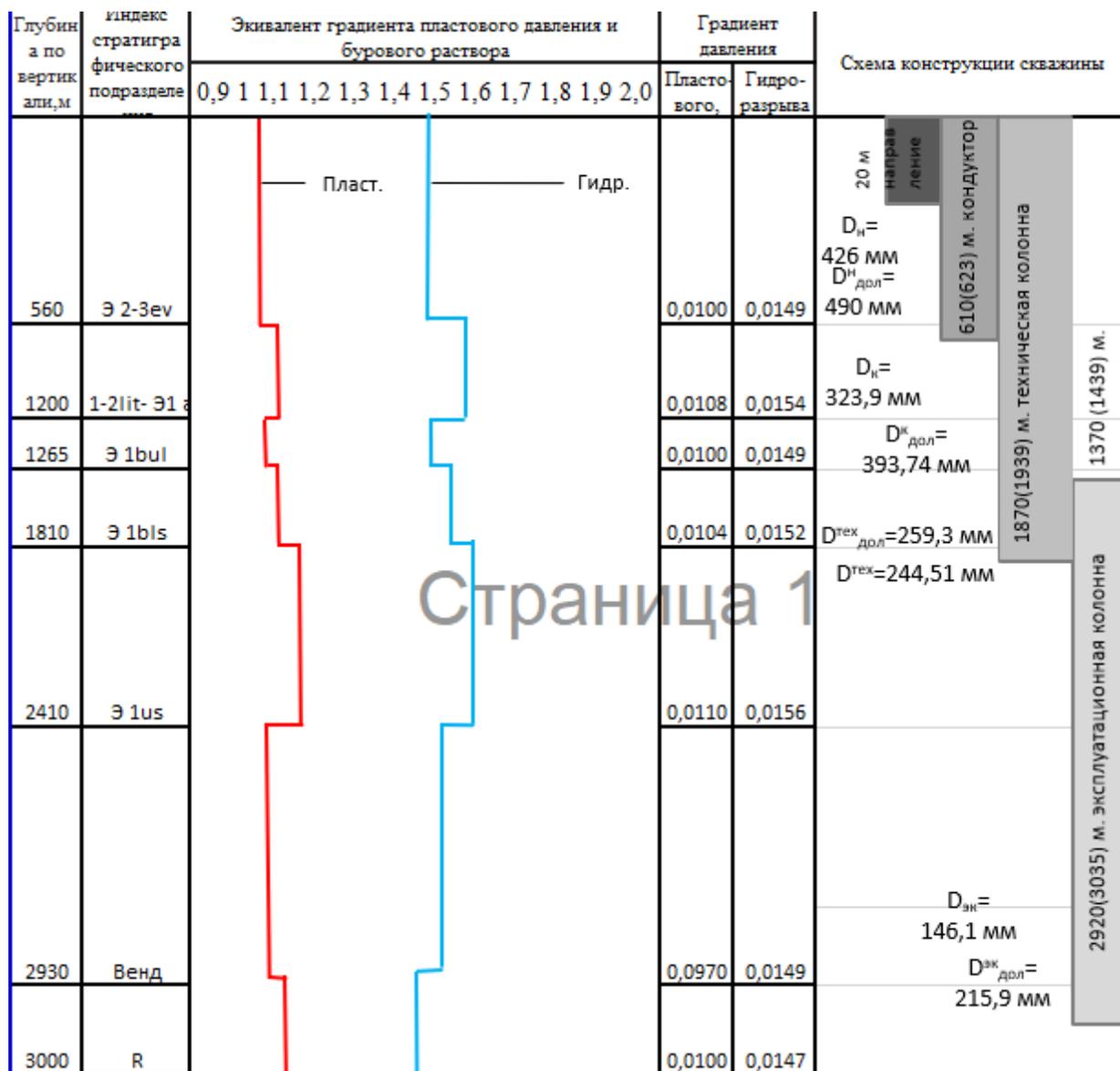


Рисунок 3 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Проанализировав данный график можно заключить, что интервалы с несовместимыми условиями бурения отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поскольку на рассматриваемом месторождении четвертичные отложения составляют 10 м, принимаем 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. Расчетная глубина спуска кондуктора составила 1870 м, что превышает максимально допустимую глубину спуска кондуктора. В связи с этим, было принято решение спустить кондуктор на глубину 623 м, чтобы перекрыть интервал поглощения бурового раствора (570 м), и техническую колонну на расчетную глубину 1939 м. Расчет глубины спуска технической колонны предоставлен в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска технической колонны

Имя пласта	Ю11 *	Ю12
Глубина кровли, м	2580	2840
Градиент пластового давления, атм/м	0,100	0,102
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,152	0,156
Относительная плотность газа по воздуху	0,84	0,74
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	258	289,68
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	258,4	291,61
Значение параметра e^s	1,08	1,07
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	239,61	269,61
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1700	1870
Требуемый запас	1,08	1,08
Окончательная глубина спуска колонны	1870	

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3035 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 20 м и 0–623 м соответственно;

- при наличии газовых пластов техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м, для безопасности и надежности сделаем перекрытие технической колонной до устья. Значит интервал цементирования составляет 0-1939 м и 1439–3035 м соответственно.

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]. Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – 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 вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	20	20	50	20	0-20	0-20	426,0	490,0
Кондуктор	1870	610	1939	623	0-610	0-623	323,9	393,7
Техническая колонна	1870	1870	1939	1939	0- 1870	0-1939	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2920	2920	3035	3035	1370-2920	1416-3035	146,1	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

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

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

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

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

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

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

s – степень основания натурального логарифма

Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов предоставлен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Значение параметра	Параметр
Пласт	АС ₁₁	АС ₁₂
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	25,8	28,4
Глубина залегания кровли ПП, м	2580	2840
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	20	23
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	22	25,3
Давление опрессовки колонны, МПа	24,2	27,83

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК2-35-168x245x324 К2 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-350/80х35 с рабочим давлением 35 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 7.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	20	роторный
20	623	с применением ВЗД
623	1939	с применением ВЗД
1939	3035	с применением ВЗД
2670	2722	Ротор(отбор керна)
2941	3015	Ротор(отбор керна)

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 колонну и эксплуатационную колонну, они обеспечат максимальную механическую скорость бурения при минимальном количестве рейсов. Для интервала отбора керна была выбрана буровая головка PDC. Характеристика долот и буровой головки приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр	Значение параметра					
	0–20	20–623	623-1939	1939–3035	2670-2722, 2942-3015	
Интервал, м	1	2	3	4	5	
Шифр долота	490,0 Глобур	БурТех 15 1/2" БТ6916МА- 095	11 5/8" БТ6613МНА- 035	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС,38	219,1 FD 366SM- A132	
Тип долота	Шароше- чное	PDC	PDC	PDC	Буровая головка	
Диаметр долота, мм	490,0	393,7	295,3	215,9	215,9	
Тип горных пород	С	С	СТ+К	К-Т	К-Т	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 177	3 152	3 117	3 117
	API	6 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-
Длина, м	0,5	0,466	0,354	0,37	0,3	
Масса, кг	300	160	110	50	41	

Продолжение таблицы 8

G , тс		1	2	3	4	5
	Рекомендуемая	17-34	4-8	4-12	5-15	2-5
	Максимальная	34	10	16	15	5
n , об/мин	Рекомендуемая	40-600	60-220	60-120	150-400	40-600
	Максимальная	600	220	120	400	40

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-20	20-623	623-1939	1939-3035
Исходные данные				
D_{δ} , см	49,0	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, т	34	10	16	15
Результаты проектирования				
$G_{дон}$, т	27,2	8	12,8	12
$G_{проект}$, т	6	6	9	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:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_n}{D_{\delta}}, \quad (4)$$

где V_n – 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 10.

Таблица 10 – Результаты расчета частоты вращения долота.

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-20	20-623	623-1939	1939-3035
Исходные данные					
V_l , м/с		3,4	2	2	1,5
D_d	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490,0	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
n_l , об/мин		133	97	129	133
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200	120-220
$n_{проект}$, об/мин		60	130	165	120

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

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

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента, которые обеспечат требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность разрушения горных пород.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (5)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

$S_{заб}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_d^2 \quad (6)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (7)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{бм}^2), \quad (8)$$

где $d_{бм}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (9)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{КП min} \cdot 1000, \quad (10)$$

где $V_{КП min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.

Значение S_{max} берется из расчетов Q_2 .

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{n max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (11)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{n max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Параметр	Значение параметра			
	0-20	20-623	623-1939	1939-3035
Исходные данные				
D_0 , м	0,49	0,3937	0,2937	0,2159
K	0,65	0,5	0,38	0,3
K_k	1,3	1,3	1,25	1,15
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,11	0,1
V_m , м/ч	40	35	30	20
$d_{от}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$, м	0,0206	0,0175	0,0119	0,0071
n	1	9	6	6
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,13	1,21	1,16	1,07
ρ_n , г/см ³	2,6	2,625	2,629	2,649
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	123	61	26	11
Q_2 , л/с	180	98	48	19
Q_3 , л/с	88	55	56	30
Q_4 , л/с	12	93	42	25
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	45	45	56	30
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	12-123	55-93	26-5656	11-3030

Для бурения интервала под направление принимается расход бурового раствора принимается 45 л/с для недопущения интенсивного размыва стенок ствола скважины. Расход бурового раствора для кондуктора, технической и эксплуатационной колонн принимается достаточным для соблюдения всех граничных условий.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

$$D_{з\delta} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\delta}. \quad (12)$$

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

$$M_p = M_o + M_{y\delta} \cdot G_{oc}, \quad (13)$$

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:

$$M_o = 500 \cdot D_{\delta} \quad (14)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 \cdot D_{\delta}, \quad (15)$$

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

В таблице 12 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра			
		0-20	20-623	623-1939	1939-3035
Интервал, м		0-20	20-623	623-1939	1939-3035
Исходные данные					
D_{δ}	м	0,490	0,3937	0,2937	0,2159
	мм	490,0	393,7	293,7	215,9
G_{oc} , кН		59	59	88	49
Q , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{з\delta}$, мм		–	315	236	173
M_p , Н·м		–	3066	3409	1452
M_o , Н·м		–	197	148	108
$M_{y\delta}$, Н·м/кН		–	49	37	27

Для интервала бурения 20–623 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240.3.60 IDT, 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 SperryDrill 9-5/8", 6:7, 3, 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 УГДС2-172Ш, что позволяет бурить интервал с искривлением, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 13.

Таблица 13 – 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
ДР-240.3.60 IDT	20-623	240	8,545	1922	30-50	120-198	15	97-236
SperryDrill 9- 5/8", 6:7, 3	623-1939	244,5	7,2	2110	19-57	48-144	21,5	48-226
УГДС2-172Ш	1939-3035	172	5,1	790	10-20	120-264	8,3	60-172

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны

Компоновки низа буровой колонны подбираются 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 Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (16)$$

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

Запроектированные компоновки низа буровой колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.2 приложения Б.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета буровых труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности буровых труб приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-20 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	0	–	–	–	0,5	–	0,300	0,300	–	–	–
	Переводник	241,0	76,0	–	–	–	0,52	–	0,171	0,471	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,15	–	0,560	1,031	–	–	–
	УБТ	245,0	135,0	–	–	–	12	0,2670	3,204	4,235	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	5,83	0,0319	0,186	4,421	1,26	>10	8,30
Кондуктор													
20-623 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,47	–	0,160	0,160	–	–	–
	Переводник	240,0	–	–	–	–	0,52	–	0,180	0,340	–	–	–
	Калибратор	393,7	–	–	–	–	0,39	–	0,103	0,443	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	8,54	–	1,922	2,365	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	13,6	–	1,700	4,168	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	48	0,1454	6,979	11,15	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	551,09	0,0319	17,60	28,75	–	8,73	7,04
Техническая колонна													
623-1939 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,47	–	0,076	0,076	–	–	–
	Переводник	197,0	101,0	–	–	–	0,39	–	0,037	0,113	–	–	–
	Калибратор	220,0	–	–	–	–	0,67	–	0,123	0,236	–	–	–
	Двигатель	244,5	–	–	–	–	7,22	–	2,110	2,346	–	–	–

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ЗТС	172,0	140,0	–	–	–	13,6	–	2,000	4,346	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	20	0,1600	3,200	7,546	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	72,0	–	–	–	5,6	–	0,682	8,228	–	–	–
	УБТ	178,0	88,0	–	–	–	24	0,1454	3,490	11,72	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	1867	0,0329	61,39	73,11	–	3,27	2,20
Эксплуатационная колонна													
1554-3417 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,37	–	0,050	0,050	–	–	–
	Переводник	146,0	78,0	–	–	–	0,4	–	0,033	0,083	–	–	–
	Калибратор	215,9	78,0	–	–	–	0,52	–	0,062	0,145	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	5,13	–	0,790	0,935	–	–	–
	ЗТС	171,0	120,0	–	–	–	7,53	–	0,400	1,335	–	–	–
	УБТ	146,0	61,5	–	–	–	18,8	0,1680	3,158	4,494	–	–	–
	УБТ	178,0	108,6	–	–	–	42	0,1770	7,434	11,93	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2960	0,0312	92,42	104,35	–	2,29	1,60
Отбор керна													
2670-2722 Отбор керна КНБК №5	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,041	0,041	–	–	–
	УБТ	172,0	100,0	–	–	–	70	0,1500	10,50	10,54	–	–	–
	УБТ	171,4	80,0	–	–	–	24	0,1610	3,864	14,41	–	–	–
	БТ	127,0	109,0	9,0	Д	ЗП-162-95	2628	0,0312	82,04	96,44	1,10	2,31	1,7
2941-3015 Отбор керна КНБК №6	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,041	0,041	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	70	0,1400	9,800	9,841	–	–	–
	УБТ	171,4	68,0	–	–	–	24	0,1610	3,864	13,71	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	2921	0,0328	95,74	109,45	–	2,51	–

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Сервисные услуги по сопровождению буровых растворов осуществляются компанией ССК- Технологии.

Направление

Бурение интервала 0–20м под направления выбран бентонитовый буровой раствор. Бурение четвертичных отложений требует достаточно вязкий раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород, стабилизирует их, формируя фильтрационную корку.

Кондуктор, техническая колонна и эксплуатационная колонна

При бурении интервала 20–3035м рекомендуется использовать биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Из-за наличия каменной соли на интервале, добавим NaCl в максимальной концентрации для данного раствора, для искусственной минерализации раствора при бурении соляных отложений и минерализованных пород.

В таблице 15 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 15 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см ³
0-20	1,17	0,5	20	1,131
20-623	1,14	7,4	610	1,211
623-1939	1,10	15,0	1870	1,164
1939-3035	1,07	26,0	2920	1,07

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 16-17.

Таблица 16 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-20 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
NaOH	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	43
Бентонит марки ПБМБ	Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	3730
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	48
Osno-Desco SA	Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	53
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	5730,6

Таблица 17 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов KCL/полимерного (биополимерного) раствора для бурения интервалов 20-623, 623-1939 и 1939-3035 м.

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг		
			Кондуктор	Техническая	Эксплуатационная
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	90	116	61
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	161	205	108
TehnoGEL Ксантановая смола	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	702	899	486
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	3411	4367	2294
NaCl	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	20064	25687	13496
БИОЛУБ GREEN	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4013	5137	2699
CaCO ₃	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10232,64	13100	45346,6
Септор БДУ-500	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	80,256	103	54
ПЕНТА 461	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	80	103	54

Технологические параметры глинистого и KCL/биополимерного растворов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра			
	Глинистый	КСЛ/ полимерный	КСЛ/полимерный	КСЛ/полимерный
Плотность, г/см ³	1,131	1,211	1,164	1,07
СНС ₁ , дПа	6-10	30-40	30-40	30-40
СНС ₁₀ , дПа	12-20	40-70	40-70	40-70
Условная вязкость, с	От 50	40-50	40-50	40-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	<12	<6	<6	<6
рН	8-8,5	8-10	8-10	8-10
Сод. песка, %	<2,0	<0,5	<0,5	<0,5
ДНС, дПа	12-20	60-100	60-100	60-100
ПВ, сПз	10-12	12-15	12-15	12-15

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

В таблице Б.4 приложения Б представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

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

2.3.9 Разработка 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 20-22 соответственно.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	20	Бурение	0,155	0,019	Центральная	1	20	114,6	338,2
Под кондуктор									
20	623	Бурение	0,324	0,037	Периферийная	9	10	64	132,7
Под Тех. Колонну									
623	1939	Бурение	0,779	0,093	Комбинированная	6	12	94,3	391,8
Под эксплуатационную колонну									
1939	3035	Бурение	1,02	0,082	Периферийная	6	10	63,7	77
Под отбор керна									
2670	2722	Отбор керна	1,02	0,082	Периферийная	3	10	127,4	307,9
2941	3015	Отбор керна	0,68	0,055	Периферийная	3	10	84,9	91,1

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	20	Бурение	УНБТ-950	1	0,95	160	232,7	100	125	36	36
20	623	Бурение	УНБТ - 950	2	0,95	140	309,7	100	101	22,6 2	45,25

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
623	1939	Бурение	УНБТ - 950	2	0,95	170	266	100	125	32	64
2670	2722	Отбор керна	УНБТ - 950	2	0,95	140	309,7	100	67	15,01	30,02
2941	3015	Отбор керна	УНБТ - 950	2	0,95	140	309,7	100	67	10	20
1939	3035	Бурение	УНБТ - 950	2	0,95	140	309,7	100	67	15,01	30,02

Таблица 22 – 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	105,7	94	0,0	1,7	0,0	10,0
20	623	Бурение	147,8	29,3	77,9	29,7	0,9	10,0
623	1939	Бурение	258,5	61,2	42,5	140,6	5,2	10,0
1939	3035	Бурение	178,2	25,7	80,9	45,3	16,5	9,8
2670	2722	Отбор керна	166,2	102,6	-	38,6	15,3	9,8
2941	3015	Отбор керна	86	45,5	-	45,3	15,2	4,3

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала под отбор керна выбираем бурильную головку компании НПО «Буринтех» PDC 215,9/100 В 12 12 2 АМ. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал (по стволу), м	Наименование керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/с
2670-2722, 2941-3015	СК-178/100 «Триас б»	3	30	20

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 – 1400 кг/ м^3 .

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

Таблица 24 – 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	0-510	0-518	510-610	518-623
Техническая колонна	0-1790	0-1855	1790-1870	1855-1939
Эксплуатационная колонна	1390-2480	1437-2576	2480-2920	2576-3035

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 25. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 4, 5. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Результаты расчета наружного избыточного давления предоставлены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1390	2480	2910	2920
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,41	4,69	8,27	8,27
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	14,04	25,6	31,66	31,66

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 6.

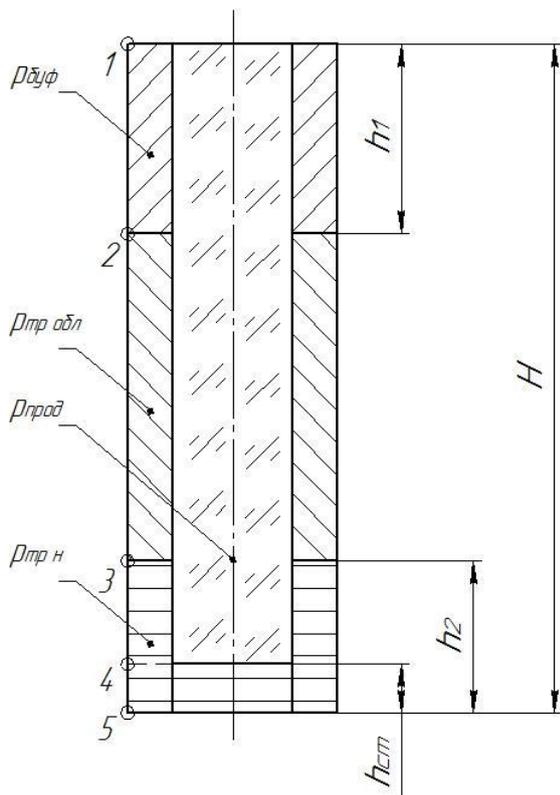


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

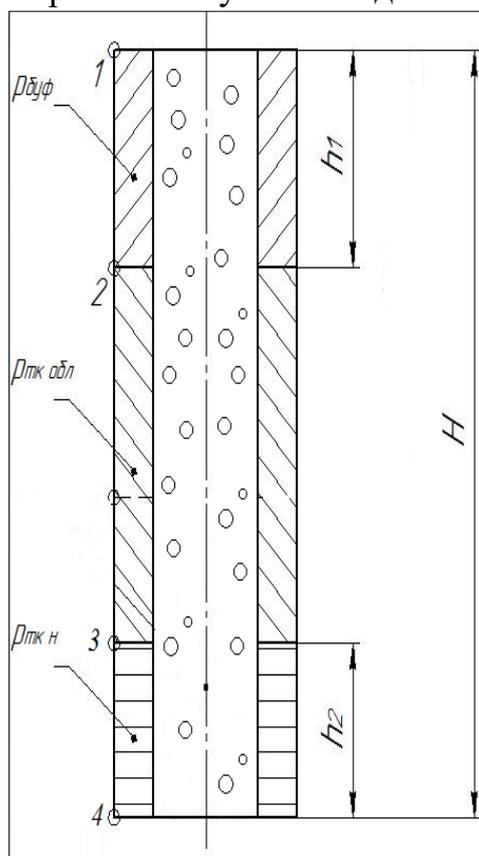


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

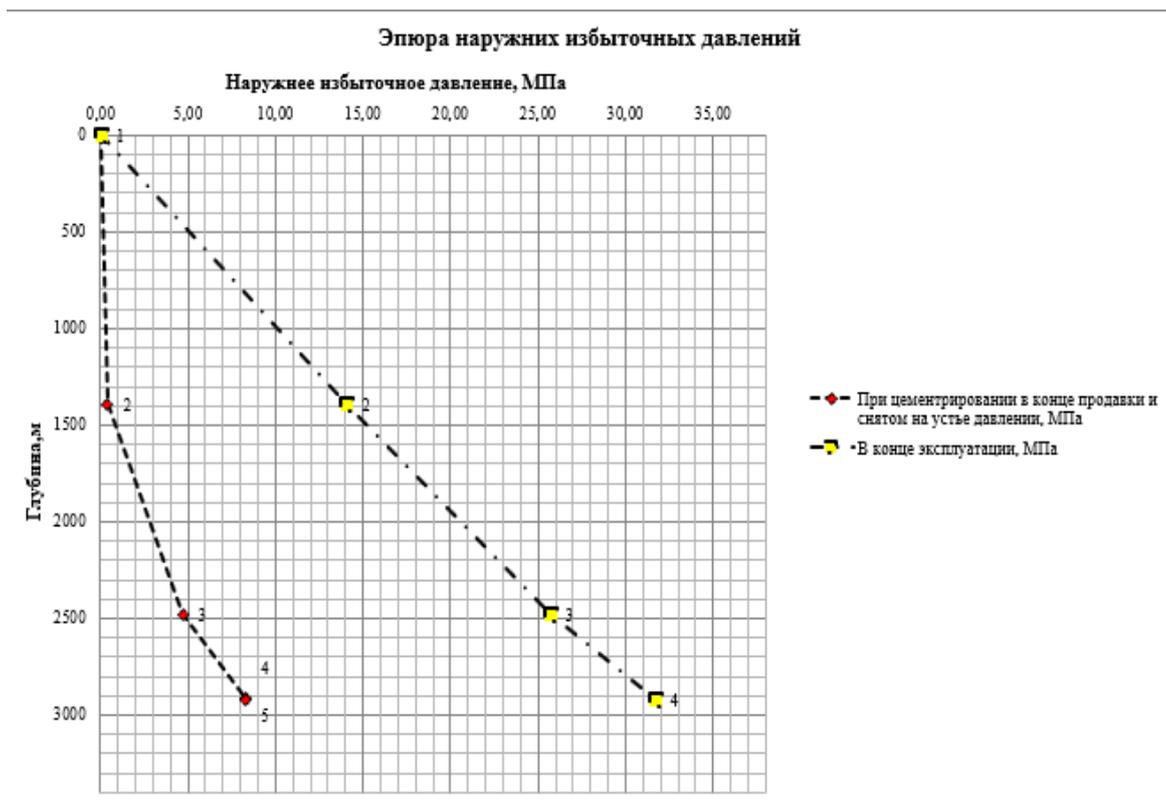


Рисунок 6 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 7. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 8.

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 26.

Таблица 26 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1390	2480	2920
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	14,22	13,81	9,53	5,95
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	27,83	27,42	26,49	24,81

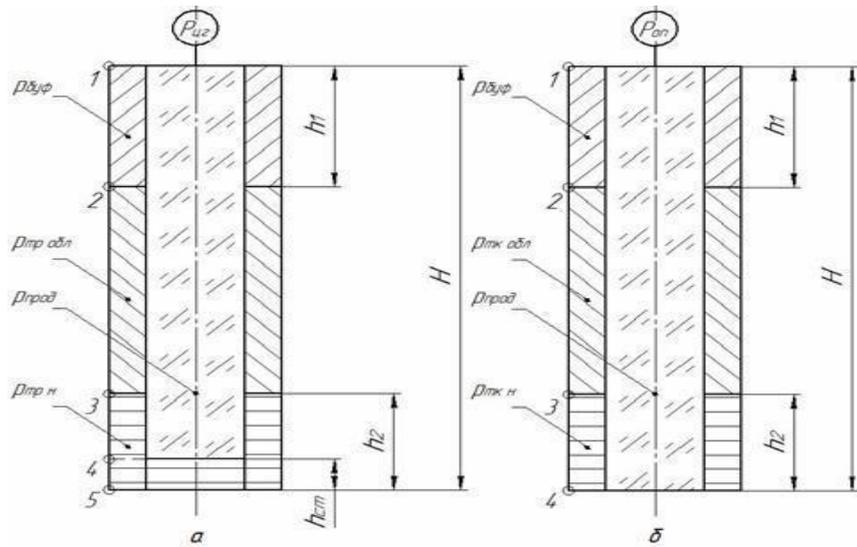


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

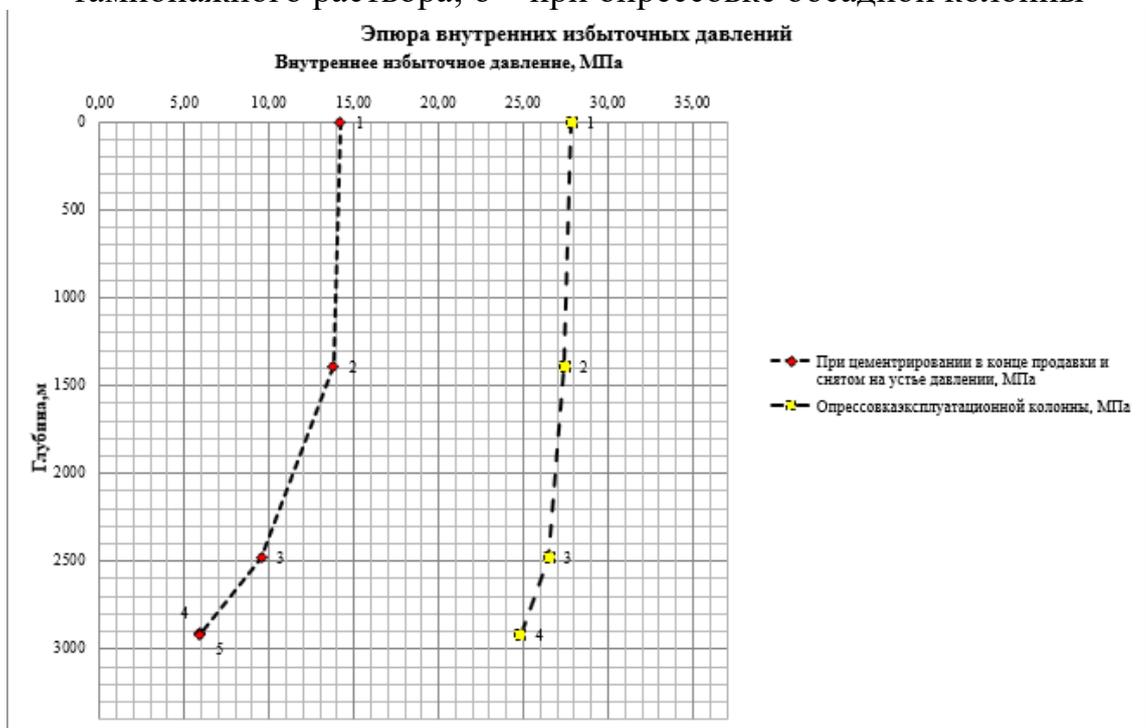


Рисунок 8 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 27.

Таблица 27 – 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	Треугольная	Д	10	20	106,5	2130	2130	0-20
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	623	75,9	56608	47285,7	0-623
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1939	48	93072	93072	0-1939
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	2530	29.6	74888	93321	0-2530
2	ОТТМ	Д	10,7	3035	36.5	18433		2530-3035

2.4.2 Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (17)$$

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

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

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

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (18)$$

$$P_{гс\ кп} = 36,78 \text{ МПа}$$

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

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

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (19)$$

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 3035 = 3,945 \text{ МПа}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$36,78 + 3,945 \leq 0,95 \cdot 50,59$$

$$40,73 \leq 48,0673$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.1 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

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

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{к\ вн}^2 - D_{эк\ н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + d_{эк\ вн}^2 \cdot l_{см}] / 4 \quad (19)$$

$$V_{т.р.} = 3,14 \cdot [(0,2159^2 \cdot 1,15 - 0,1461^2) \cdot (3035 - 1930) + (0,2261^2 - 0,1461^2) \cdot (1930 - 623) + 0,1247^2 \cdot 10] / 4 = 50,3 \text{ м}^3$$

где L_I – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эквн I}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

2.4.2.2 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

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

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{в.п.} \cdot t \quad (20)$$

где $S_{к.п.о.с.}$ $0,0261 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,0261 \cdot 0,5 \cdot 600 = 7,83 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{прод}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн I}^2 \cdot h_{ст}] / 4 \quad (21)$$

$$V_{прод} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot (0,12837^2 \cdot 3035 - 0,1247^2 \cdot 10) / 4 = 40,311 \text{ (м}^3\text{)}$$

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [4] 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 1000 кг/ м³.

В таблице 28 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 28 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,83	6,27	1030	7,69	МБП-МВ	94
		1,57		1,49	МБП-СМ	109,66
Продавочная жидкость	40,31		1000	40,31	–	–
Облегченный тампонажный раствор	38,9		1400	30,3	ПЦТ - III - Об (4) – 50	28,05
					НТФ	15,95
Нормальной плотности тампонажный раствор	11,4		1800	7,602	ПЦТ - II - 50	14,07
					НТФ	4,67

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементированного оборудования скважины

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

$$m = G_{сyx} / G_{\sigma} \quad (22)$$

- Для цемента нормальной плотности

$m = 14,07/13 = 1,08$ (требуется 1 цементосмесительная машина) и дозамес

- Для облегченного

$$m = 26,45 / 10 = 2,6 (\text{требуется } 3 \text{ цементосмесительных машины})$$

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

В таблице 29 представлены результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования.

Таблица 29 – Результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	–	1
Кондуктор	3	1
Техническая колонна	3	1
Эксплуатационная колонна	3	1

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 8.

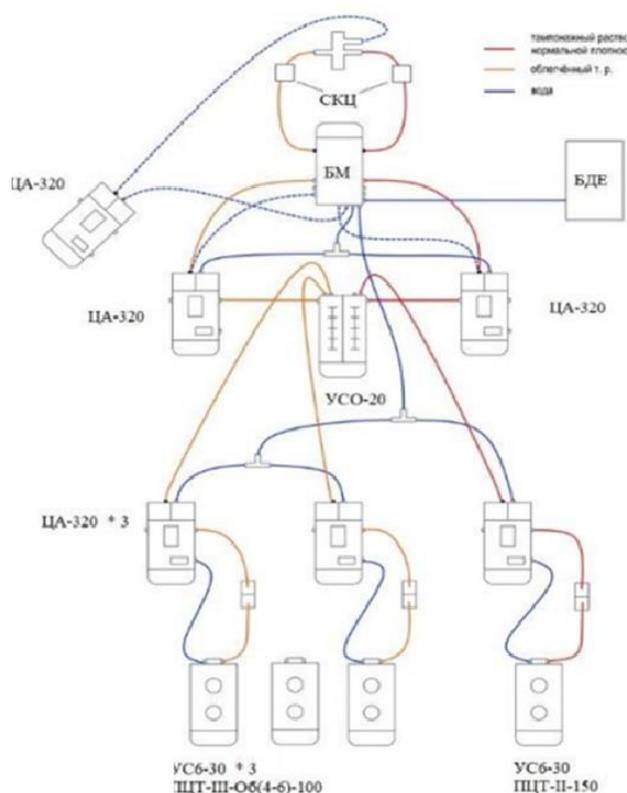


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку представленную в таблице 30.

Таблица 30 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 426	БКМ–426	20	20	1	1
	ЦКОДМ–426	10	10	1	1
	ЦТГМ–426/490	20	20	1	4
		15	15	1	
		0	15	2	
	ПРП–Ц–426	10	10	1	1
Кондуктор, 323,9	БКМ–324	623	623	1	1
	ЦКОДМ–324	613	613	1	1
	ЦТГМ–324/394	623	623	1	20
		618	618	1	
		90	618	13	
		20	80	6	
	ПЦ–324/394	20	80	6	8
		0	20	2	
	ПРП–Ц–324	613	613	1	1
Техническая, 244,5	БКМ–245	1939	1939	1	1
	ЦКОДМ–245	1929	1929	1	1
	ЦТГ–245/295	1939	1939	1	38
		1935	1935	1	
663		1935	32		

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6
		623	663	4	
	ПЦ-245/295	583	623	4	20
		20	583	14	
		0	20	2	
	ПРП-Ц-245	1929	1929	1	1
Эксплуатаци- онная, 146,1	БКП-Вр-146	3035	3035	1	1
	ЦКОДУ-146	3025	3025	1	1
	ПЦ-2-146/216	3030	3035	2	3
		3005	3030	1	
	ЦТГ-146/216	2951	3005	5	42
		2711	2951	8	
		2680	2711	3	
		2056	2680	21	
		2006	2056	5	
	ПЦ-2-146/216	1966	2006	4	45
		20	1966	39	
		0	20	2	
	ПРП-Ц-Н 129,1	3035	3035	1	1
	ПРП-Ц-В 129,1	3025	3025	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 KCl.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.7.1.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (23)$$

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.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,01 \cdot 2855}{9,81 \cdot 2840} = 1076 \text{ кг/м}^3$$

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 2.7.2.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}), \quad (24)$$

где $V_{вн}^{168,3}$ – внутренний объем цементируемой части ЭК;

$V_{вн}^{139,7}$ – внутренний объем не цементируемой части ЭК.

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,016641 \cdot 2530 + 0,01555 \cdot 505) = 78,56 \text{ м}^3.$$

2.4.4.1 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 АФ1-80/65х35.

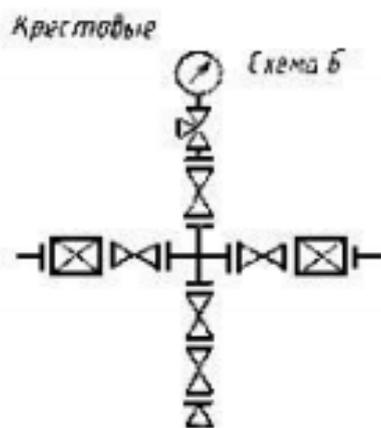


Рисунок 10 – Арматура фонтанная АФ1-80/65х35

2.4.4.2 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.

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

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
50	НКТ	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	Ограничивается тех. характеристиками ГНКТ (при использовании гибких НКТ)

2.4.4.3 Вызов притока

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

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

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

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

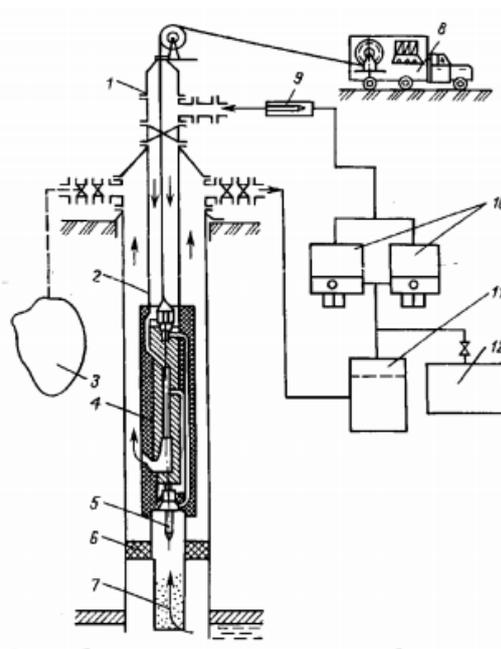


Рисунок 11– Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2:

2.4.4.4 Выбор пластоиспытателя

Опробование пластов без подъема бурильного инструмента на поверхность производится при помощи опробователей, пробоотборник которых сбрасывают в бурильные трубы. В этом случае при спуске бурильного инструмента в скважину над долотом устанавливают гидравлический пакер и вскрытие пласта производят, как при бурении. После этого в бурильную колонну сбрасывают пробоотборник, который перекрывает внутреннее отверстие пакера под действием избыточного давления, создаваемого внутри бурильных труб. Происходит перекрытие затрубного пространства скважины, а затем открытие.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ - 3500 ЭУК-1М.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ3500 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны с учетом веса СВП, тс (Q _{бк})	101,84	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	120 > 101,8/5
Максимальный вес обсадной колонны с учетом веса СВП, тс (Q _{об})	93,321	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 93,321
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	132,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/132,4 = 1,51 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 Бицентричные долота: конструкции, особенности исполнения.

3.1 Методы бурения

Бурение — это процесс, при котором происходит разрушение пород используя специальную технику — то есть бурового оборудования.

Бывает 3 типа бурения скважин [6]:

- Горизонтальное бурение
- Наклонно-направленное бурение
- Вертикальное бурение

Процесс бурения сопровождается разрушением горной породы различными способами. Данные способы подразделяются в зависимости от того, что делает долото: подвергается ли в процессе бурения ударам, вращается ли долото, или же оба этих процесса совмещены. Отсюда, виды бурения получили свои названия, такие как вращательный (основной в наше время), ударный, вибрационный, ударно-поворотный, и т.д.. Существует достаточно особый способ бурения – задавливание.

Основным элементом бурового оборудования служат долота, которые и производят разрушение горной породы, благодаря вращению ротора, силового-верхнего привода или винтового-забойного двигателя.

3.1.1 Виды долот

Виды долот [6, 7]:

- Лопастные долота – по устройству такое долото значительно проще, чем шарошечное. Это корпус, к которому прикреплены лопасти. Хорошо зарекомендовали себя в рыхлых и мягких породах. Лопастное долото, в

подходящих ему породах способно работать на высоких скоростях и показывать внушительные результаты.

- Шарошечные – одни из самых универсальных и практичных долот. Они оказывают дробящий или дробяще-скалывающий эффект. Такие долота могут работать во всех возможных породах.
- Алмазные - если скважина будет проходить через различные по твердости и абразивности породы, то иногда используют алмазные долота, для экономии времени на спуско-подъемные операции. Инструмент рассчитан на среднюю твердость, но используется и тогда, когда происходит чередование мягких пород с твердыми. Разрушение происходит из-за их истирания. Долото состоит из алмазных режущих элементов, благодаря которым и происходит разбуривание горных пород. Эффективность алмазного долота полностью зависит от того, какие алмазы используются и их размера.
- Фрезерные – фрезерные буровые долота, по сравнению с другими видами долот, устроены намного проще, а также значительно крепче и выносливее. Конструкция такого долота представляет собой цельный(монолитный) корпус. В него и запрессованы дробящие элементы, которые и обеспечивают высокую эффективность.
- Долота PDC- по области применения долота PDC можно разделить на два типа:
 - 1) FD — долота для бурения сплошным забоем вертикальных и наклонно-направленных скважин.
 - 2) BD — **бицентричные** долота, предназначенные для разрешения горной породы одновременно расширяя диаметр скважины. Долота PDC имеют высокую износостойкость и работоспособность, что и делает их лучше трехшарошечных долот, благодаря этому они имеют лучшую проходку при большой механической скорости.

3.1.2 Бицентричные долота

Бицентричные долота предназначены для бурения с одновременным расширением ствола скважины в мягких и средних малоабразивных горных породах, позволяют бурить скважины большего диаметра, чем обычно возможно при диаметре ранее спущенной обсадной колонны. Долота имеют стальной фрезерованный корпус, который оснащен PDC-резцами и различными алмазосодержащими композиционными материалами [5].

В настоящее время бицентричные долота успешно используются в Сибири, показывая стабильную работу в составе управляемых КНБК при сопоставимом сплошном бурении механической скоростью.

У бицентричных долот множество областей применения, такие как [9]:

- бурение горизонтальных интервалов скважин и интервалов под хвостовик;
- бурении интервалов, при наборе кривизны для более легкого и беспрепятственного прохождения обсадных труб;
- бурении набухающих пород для понижения риска прихвата бурового инструмента и облегчения прохождения труб обсадной колонны;
- бурении интервалов, которые требуют улучшенного цементирования секций обсадной колонны для увеличения кольцевого зазора;
- бурении горизонтального интервала скважины в продуктивном пласте для увеличения нефтеотдачи.

Операции расширения ствола при помощи бицентричных долот позволяют уменьшить риски по непрохождению(прихвату) колонны хвостовиком и значительно увеличить качество крепления цементного камня благодаря увеличению кольцевого пространства.



Рисунок 12 – Новое бицентричное долото

3.2.1 Конструкции бицентричных долот

Количество лопастей расширителя, подрасширителя, пилота, а также расположенных на них резцов может отличаться в зависимости от того, какие горно-геологические и технико-технологические условия, того для чего используется долото, а также непосредственно от размера долота и его типа [8].

Одним из основных и необходимых требований к бицентричным долотам являлось и является отсутствие (или минимизация) вибрации, высокая управляемость и возможность бурения с применением телеметрической системой в составе кнбк.

Буровое бицентричное долото содержит:

- пилот;
- хвостовик с присоединительной резьбой;
- эксцентричный расширитель;
- подрасширитель (размещенный между пилотом и расширителем)



Рисунок 13 – Конструкция бицентричного долота типа PDC.

Долото имеет лопасти, на которых имеются резцы(режущие элементы).

Лопастей на пилоте расположены так, что смещены относительно плоскости, которая проходит через две оси: 1) вращения инструмента; 2) проходного диаметра, на $19-79^\circ$. Резцы на 1-ой лопасти подрасширителя и

2-ой лопасти пилота расположены на всей поверхности лопасти доходя до калибрующей плоскости или же со смещением от края калибрующей поверхности лопасти к оси долота на расстояние 0.45-5 мм.

Такие долота и другие изобретения в этой области могут существенно увеличить срок службы долота, а так же значительно уменьшить временные затраты на строительство скважины.

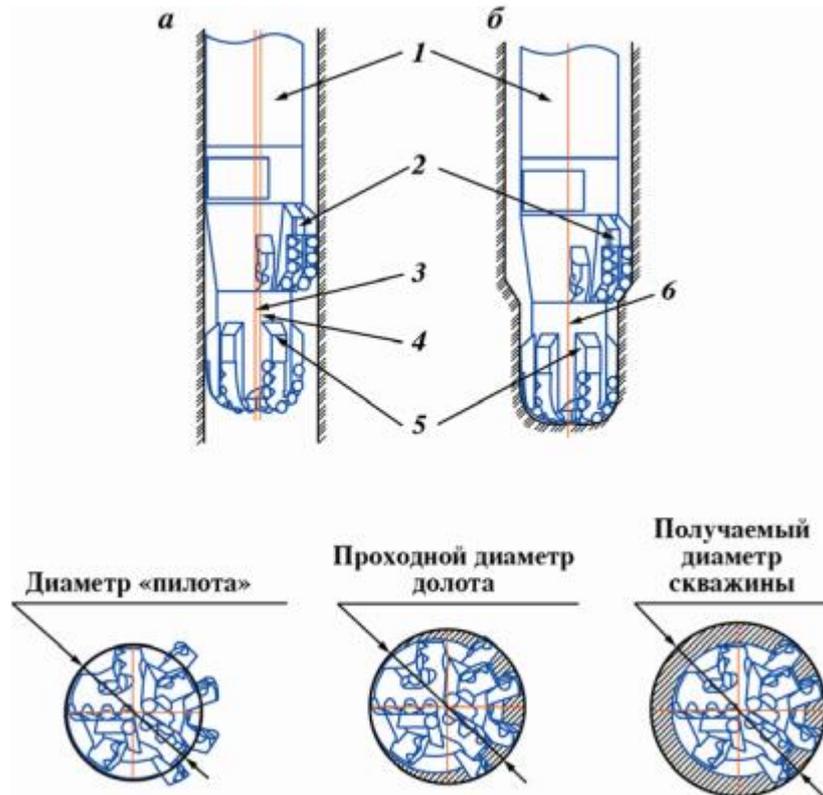


Рисунок 14 – Расположение бицентричного долота в скважине, принцип работы (а – при спуско-подъемных операциях; б – при бурении).

Схема работы бицентричного долота:

а – при спуско-подъемных операциях

б – при бурении;

Состав компоновки:

1 – гидравлический забойный двигатель;

2 – расширитель;

3 – ось «пилота»;

4 – ось скважины;

5 – «пилот»;

6 – оси «пилота» и скважины (совпадают)

3.2.2 Производственный пример «Самаранефтегаз»

В 2009 году по данному варианту осуществлены первые работы на двух скважинах, одна из которых с горизонтальным окончанием в 200 метров. Бурение проводилось долотом 120,6 мм и забойным двигателем ДРУ-95. Данное сочетание породоразрушающего инструмента и винтового забойного двигателя (ВЗД) позволило сохранить необходимую геометрию компоновки для прохождения в эксплуатационной колонне и добиться необходимой интенсивности профиля [10].

Однако при бурении данной компоновкой остался нерешенным вопрос о недостаточном диаметре отрытого ствола (120,6 мм), при котором невозможно обеспечить качественное заканчивание скважины. Диаметр открытого бокового ствола был увеличен с номинального в 120,6 мм до 139-146 мм за счет использования гидравлических расширителей типа РР.

Но при применении данной технологии бурения бокового ствола необходимо учитывать, что даже при наличии различных конфигураций (конструкций) гидравлических расширителей применение их имеет значительный минус – оно увеличивает цикл бурения бокового ствола.

Следовательно, на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» при бурении боковых стволов специалисты использовали данную технологию, принимая во внимание риск, связанный с возможностью увеличения сроков бурения. Однако с учетом геологического строения пластов Самарского региона и мощностей неустойчивых горизонтов описанная технология бурения бокового ствола применялась в комбинации с бицентричными долотами.

Бурение бицентричными долотами осуществлялось в интервалах стабилизации набора угла, при вскрытии продуктивных пластов и проводке горизонтального участка. Это позволило сократить время проводки ствола и минимизировать риски получения геологических осложнений, связанных с осыпями и обвалами неустойчивых пород, за счет сокращения сроков расширения бокового ствола.

3.2.3 Особенности исполнения

В связи с конструктивными особенностями бицентричных долот можно выделить ряд проблем, связанных с возникновением вихревого вращения долота и с вибрацией долота, влияющей на управляемость и на разбуриваемый диаметр скважины.

Известно, что буровое бицентричное алмазное долото, которое состоит из пилота и расширителя с промывочными каналами и установленными на них резцами PDC, и хвостовика с присоединительной. Для предотвращения вихревого вращения долота пробывали разметить на 3 лопасти на расширителе, пилот выполнять с расширенными калибрующими поверхностями и определенным образом располагать резцы на пилоте. Однако применение такого долота не решает проблему стабилизации бицентричного долота во время вихревого вращения из-за того, что в данном долоте не учтена динамика переходных процессов [10].

Специалисты СП «УДОЛ» в 2016 г. создали бицентричное долото новой конструкции, позволяющее максимально снизить вибрации, при первом же применении их долото показало отличные результаты [12].

Эта цель была достигнута благодаря:

- 1) минимально возможной длине долота, что позволило обеспечить наилучшую управляемость;
- 2) уникальной методике балансировки, что в результате снизило «шоки» при этом не препятствуя работе телесистем;
- 3) так же был увеличен срок службы долота благодаря использованию резцов максимальной твердости(пилот) и резцы максимальной абразивности(расширитель), что позволило работать в самых трудных литологических условиях.

По итогу были произведены расчеты на балансировку, которые показали сбалансированность в 94.78%, что является очень хорошей способностью долота следовать установленной траектории с минимальными отклонениями.

НОМИНАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ			
"Проходной" диаметр			120,6 мм
"Разбуриваемый" диаметр			132 мм
Диаметр "пилота"			105 мм
Длина долота			250 мм
Диаметр по шейке долота			95 мм
Присоединительная резьба			3-76
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ			
Нагрузка на долото, тн			2 – 4
Частота вращения, об/мин			40 – 350
Расход промывочной жидкости, л/с			8 – 12
ХАРАКТЕРИСТИКА			
Режущие резцы (пилот):			
Тип:	PDC	Ø, мм: 13,44	Кол-во: 11
Режущие резцы (расширитель):			
Тип:	PDC	Ø, мм: 10	Кол-во: 21
Калибрующие резцы:			
Тип:	PDC	Ø, мм: 10	Кол-во: 4
Стабилизирующие элементы:			
Тип:	PDC	Ø, мм: 12,2	Кол-во: 2
Промывочные отверстия:			
Вес:		3 шт. < Ø 12,7 мм	12 кг



Рисунок 15 – Бицентричное долото нового поколения от компании

«УДОЛ **У-120,6x132x105 SR-43 С**»

2.4.2 Расширители

Расширители используют для увеличения диаметра скважины, ниже ранее спущенной колонны, есть гидравлические и механические, которые имеют возможность изменять диаметр рабочей поверхности. Их конструкция такова, что их можно использовать не только в процессе бурения, для увеличения диаметра ствола, но и для фрезерования обсадной колонны [13].

Основной принцип работы механического расширителя, следующий:

– для работы расширителя через зубья на лопастях поступает необходимое усилие, после чего режущие части лопастей раскрываются на 90 градусов. В результате чего и происходит требуемое расширение.

– положении для транспортировки лопасти находятся в сложенном состоянии, благодаря чему и получается спустить расширитель на заданную глубину без препятствий.

Сложности, возникающие при бурении расширителями:

1) Затяжка бурового оборудования или увеличивающиеся затруднение при попытке проворачивания(сальник), есть возможность появления в результате резкого увеличения диаметра

2) Прихват бурового оборудования, то есть потеря подвижности расширителя во время бурения (расширения ствола), с возможным восстановлением только после применения специальных мер, например вызов бригады капитального ремонта скважин или до приезда главного специалиста.

Исходя из этих сложностей при использовании расширителей, для безаварийного и успешного проведения процесса бурения нефтяных и газовых скважин, в последнее время специалисты рекомендуют использовать более инновационные методы и оборудование, например бицентричные долота.

3.3.1 Сравнение бицентричных долот и расширителей

Расширители:

По сравнению с бицентричными долотами расширители позволяют расширять ствол больше, в отличие от бицентричных долот, которые в свою очередь увеличивают диаметр скважины не более чем на 10-15%, но большими минусами является не высокая по сравнению механическая скорость, большая вероятность заклинивания в стволе, а также преждевременный износ.

Бицентричные долота:

Основным преимуществом бицентричных долот, над расширителями заключается в том, что при бурении бицентричными долотами получается достичь высокой механической скорости бурения, отличной управляемостью, с его помощью получается более чистый и ровный ствол скважины.

Заключение

В результате исследования в реферативной работе была достигнута цель, изучены бицентричные долота их конструкции и особенности исполнения.

В работе решены следующие задачи:

1. Изучены способы бурения, которые сейчас активно используются.
2. Рассмотрены виды долот, которые применяются при бурении их особенности и для каких условий бурения они нужны.
3. Изучено устройство и конструкция бицентричных долот, их состав и возможности исполнения.
4. На примере предприятия «Самаранефтегаз» были рассмотрены главные преимущества бицентричных долот, и как они могут облегчить и ускорить процесс бурения, что в следствии и снижает стоимость затрат.

Основным преимуществом бицентричных долот, над расширителями является то, что при бурении бицентричными долотами получается достичь высокой механической скорости бурения, отличной управляемостью, а также избежать потерь времени на осложнения или аварии, возникшие из-за прихватов или затяжек, которые зачастую случаются с расширителями.

Основной областью применения бицентричных долот является бурение горизонтальных участков скважин, а также бурение под хвостовик, поэтому немаловажным критерием является высокая управляемость, которую не могут показать расширители.

При исследовании бы были бы использованы статьи, учебные материалы, журналы по бурению, ресурсы сети Интернет.

Благодаря появлению бицентричных долот, появилась возможность для облегчения и ускорения многих процессов в бурении.

В заключении можно сделать вывод. Что в последнее время на бицентричные долота все чаще обращают внимание, и многие организации активно начинают использовать их. В наше время, современные бицентричные долота все больше начинают использоваться буровыми компаниями, показывая успешную и стабильную работу в составе КНБК, показывая не меньшую механическую скорость в сравнении с долотами сплошного бурения.

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 [14].

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 сформирован по процессному принципу и 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.

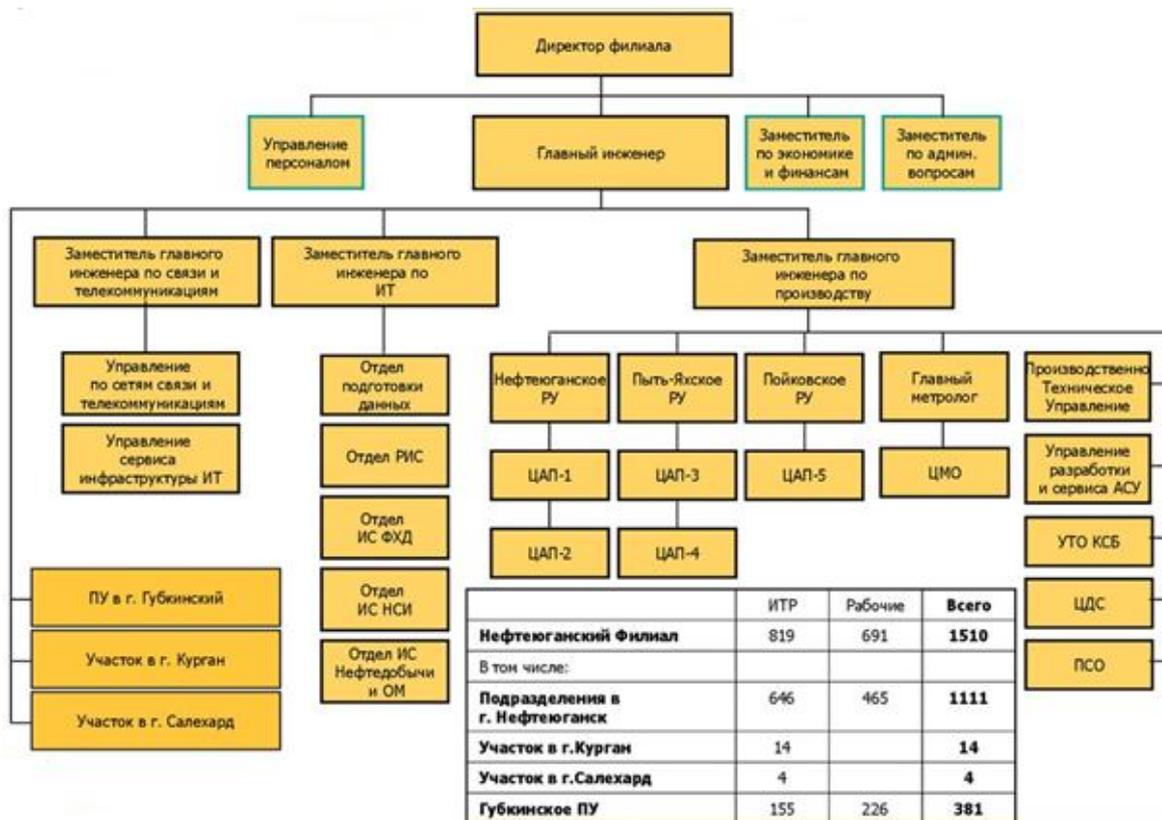


Рисунок 16 – Организационная структура «РН-Юганскнефтегаз»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

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

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;

- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (25)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (26)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (27)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (28)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (29)$$

где: $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

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

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (30)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (31)$$

где: $t_{сно}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / ст.мес} \quad (32)$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [15;16].

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1327 часов (56 дня), буровые работы и подготовительные 458 часов (20 дней). Линейный календарный график проведения работ предоставлен в таблице 32.

Таблица 32 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	54			
Бурения	20			
Испытания	11			

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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

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

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

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

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин, определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [2], расчет состоит из четырех частей:

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

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.

Затраты зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады
- содержание бурового оборудования и амортизация

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

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

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

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.2 приложения В.

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.3 приложения В.

Сводный сметный расчет представлен в таблице В.4 приложения В.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [17].

К данному методу организации трудового процесса не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца [18;19].

Во избежание несчастных случаев рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочих зон [22].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [24].

5.2 Производственная безопасность

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Опасные и вредные факторы предоставлены в таблице 33.

Таблица 33 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [25] Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [25]
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах [26]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03[27]
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88[28] Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 [35] Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91[29]

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

5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [25].

5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА. Мерами

для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты.[26].

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно документу ГОСГОРТЕХНАДЗОРа России «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность[27]:

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

5.2.1.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [28]. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 34.

Таблица 34 - ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ,	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ,
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: Углеводороды	–	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [35]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [21].

5.2.1.5 Движущиеся части и механизмы

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные

устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги [29].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

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

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

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

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

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

Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ.

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования [30, 31].

5.3.2 Защита гидросферы

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

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86[34] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

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

- размещение площадки за пределами водоохраных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание

- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

5.3.3 Защита литосферы

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

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [33]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94[30]. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [34]. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 36.

Таблица 36 - Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [27]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [27]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [20].

Заключение

В данном разделе ВКР были рассмотрены характерные правовые нормы трудового законодательства и эргономические требования к проектируемой рабочей зоне. Проанализированы и описаны вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при строительстве скважины. Разработаны решения, обеспечивающие снижение влияние выявленных опасных и вредных факторов на работающих. Выявлены возможные источники загрязнения окружающей среды и пути их решения. Был произведен краткий анализ возможных ЧС, а также выявлены причины, последствия и меры по ликвидации наиболее вероятной чрезвычайной ситуации.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины, с длиной по стволу 3035 метров на газовом месторождении (Красноярский край).

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен четырех-интервальный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять ротор под направление и отбор керна и винтовой забойный двигатель для бурения интервалов под кондуктор, техническую и эксплуатационные колонны.

При расчете цементирования технической обсадной колонны, 110-1939 метров, для безопасности и надежности было принято решение зацементировать техническую колонну до устья.

Литологическая характеристика разреза показала, что он сложен хемогенными породами, с высокой твердостью и абразивностью. Было принято решение использовать биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных участков скважин. Так же он отлично подойдет для отбора керна.

Так как продуктивный пласт имеет низкую проницаемость менее 0,1 мкм² и твердые породы, в техническом задании было принято решение использовать кумулятивную перфорацию, для этого был запроектирован перфоратор ORION 102КЛ. Так как протяжённость интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

В специальной части мы рассмотрели класс бицентричных долот их конструкции и особенности исполнения. Проанализировали расширители и бицентричные долота, в результате выяснили, что, основным преимуществом бицентричных долот, над расширителями является то, что при бурении

бицентричными долотами получается достичь высокой механической скорости бурения, отличной управляемостью, а так же избежать потерь времени на осложнения или аварии возникшие из за прихватов или затяжек, которые зачастую случаются с расширителями.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

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

Список 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. Бицентричное буровое долото : учебное пособие/ Ишбаев. Г.Г., Балута А.Г., Шарипов А.Н. и др. ; под общ. ред. В. Г. Кузнецова. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 80 с.
6. Большая энциклопедия нефти и газа. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.ngpedia.ru , свободный (дата обращения 19.02.2020).
7. Попов А.Н. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 2003, с.199, 200.
8. Яковлев В.А.: Недра, Москва, 1970 г., 136 стр., УДК: 622.24.051.5
9. Буровой портал . [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.drillings.ru/dolotabic>, свободный (дата обращения 19.02.2020).
10. Богомазов Л.Д., Обидин В.А. Бицентричные долота СП ЗАО «УДОЛ»// Журнал «Бурение и нефть». – 2008. - №1.- С. 38-39. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://naukarus.com/bitsentrichnye-dolota-sp-zao-udol-rezultaty-raboty-prevoshodnyue>, свободный (дата обращения 19.02.2020).

11. Волик Д.А. В67 Буровые породоразрушающие инструменты: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. - 94 с.: ил.
12. Интернет портал АО «УДОЛ» Новое поколение бицентричных долот <https://udol.ru/company/news/721/>
13. Интернет портал ООО «СНК», 2010-2014 <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/burenie-neftyanykh-skvazhin-s-rasshireniem/>
14. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf
15. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
16. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
17. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
18. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
19. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.
20. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.
21. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
22. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.
23. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
24. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

25. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
26. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.
31. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
32. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
33. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
34. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.
35. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование

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
От	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичная	Q	00 00'	–	1,30
		Кембрий	Є	–	–	–
10	560	Эвенкийская св.	Є 2-3ev	00 30'	–	1,30
		Нижний отдел	Є 1	–	–	–
560	760	Литвинцевская св.	Є1-2 lit	–	–	–
760	1200	Ангарская св.	Є 1-2an	00 30'	–	1,30
1200	1265	Булайская св.	Є 1bul	00 30'	–	1,25
1265	1605	Верхнебельская п/св.	Є 1bls2	00 30'	–	1,25
1605	1810	Нижнебельская п/св.	Є 1bls1	00 30'	–	1,20
1810	2410	Усольская св.	Є 1us	00 30'	–	1,20
		Венд	V	–	–	–
2410	2460	Тэтэрская св.	V trr	00 30'	–	1,15
2460	2520	Собинская св.	V sb	00 30'	–	1,15
2520	2610	Катангская св.	V ktq	00 30'	–	1,15
2610	2815	Оскобинская св.	V osk	00 30'	–	1,15
2815	2930	Ванаварская св.	V vn	–	–	1,15
2930	3000	Рифей	R	20000'	–	1,15

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страти- графического под- разделения	Интервал, м		Горная порода (краткое название)	Полное стандартное описание горной породы: название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до		
1	2	3	4	5
Q	0	10	Супеси, суглинки	Рыхлые нецементированные породы.
Є2-3 ev	10	560	Алевролиты Доломиты	Алевролиты красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые с прожилками и гнездами. Доломиты серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевритистые.
Є1-2 lit	560	760	Доломиты Доломито-ангидриты Глинистые доломиты Каменная соль	Доломиты, доломито-ангидриты, глинистые доломиты. Породы светло-серые, серые, темно-серые среднезернистые, массивные. Глинистые разности слоистые. Каменная соль прозрачная, бесцветная крупнокристаллическая
Є 1 an	760 1000	1200 1140	Доломиты Каменная соль Долериты	Доломиты серые, темно-серые и светло-серые, иногда коричневатые тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые и неравномерно глинистые до доломито-ангидритов и глинистых доломитов. Каменная соль бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая. Долериты серые, темно-серые мелкокристаллические, трещиноватые.
Є 1 bul	1200	1265	Доломиты Известняки	Доломиты и известняки серые, темно-серые средне- и мелкозернистые, иногда известковистые, массивные и слоистые. Характерна неравномерная битуминозность и редко кавернозность.

Продолжение таблицы А.2.

1	2	3	4	5
Є 1 bls2	1265	1605	Доломиты Каменная соль	Доломиты серые, светло-серые, темно-серые, иногда зеленовато-серые неравномерно глинистые и ангидритистые. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая, крупнокристаллическая.
Є 1 bls1	1605	1810	Доломиты Известняки Глинистые доломиты	Доломиты и известняки серые, темно-серые, иногда коричневатого-серые, мелко- и среднезернистые, массивные, слоистые со стиллолитовыми швами. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, редко коричневатого-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые.
Є 1 us	1810 2210	2410 2290	Доломиты Каменная соль Долериты	Доломиты часто ангидритистые и глинистые, редко встречаются прослойки ангидритов и доломито-ангидритов. Породы серые, светло-серые, темно-серые и зеленовато-серые, часто засоленные. Каменная соль бесцветная, прозрачная, иногда белая, крупнокристаллическая. Долериты серые и темно-серые, средне-кристаллические, часто трещиноватые.
V-Є1 tt	2410	2460	Доломиты	Доломиты, глинистые доомиты, ангидритистые доломиты серые, зеленовато-серые, иногда темно-серые коричневатого-серые. Породы плотные, редко трещиноватые.
V sb	2460	2520	Доломиты	Доломиты серые, коричневатого-серые, тонко- и мелкозернистые прослоями массивные, прослоями глинистые и ангидритистые. Породы плотные иногда трещиноватые. Ангидрит присутствует в виде мелких включений кристаллов, гнезд и тонких прослоек.
V ktq	2520	2610	Доломиты Аргиллиты Песчаники	Неравномерно переслаивающиеся породы серые, темно-серые, красновато-коричневые и зеленовато-серые, слоистые, неравномерно ангидритистые. Песчаники серые, розовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые.
V osk	2610	2815	Алевролиты Песчаники Доломиты	Алевролиты и песчаники серые, темно-серые, зеленовато-серые, иногда красновато-коричневые и светло-серые, полимиктовые, слюдястые, слоистые неравномерно по разрезу глинистые, ангидритистые, песчаные и доломитистые.
V vn	2815	2930	Алевролиты Аргиллиты Песчаники	Алевролиты и ангидриты красные, коричневатые, слоистые Песчаники бурые среднезернистые, глинистые

R	2930	3100	Доломиты	Доломиты представляют собой чередование различных по мощности пачек светло-серого и темно-серого цветов
---	------	------	----------	---

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

Индекс стратигра- фическог о подразде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Предел текучести, кгс мм ²	Твёрдость, кгс мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	10	Супеси, суглинки	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Є 2-3ev	10	560	Алевролит	2600	4,33	0	20	30	–	4,0	4,0	С
			Доломит	2600	–	–	20,0	70	–	4,0	4,0	С
Є1-2 lit	560	760	Доломит	2650	3,50	0	30	–	–	4-6,5	4-5,5 СТ	–
			Каменная соль	2200	0,1	0	–	–	100	3,5	2	СТ
Є 1an	760	1200	Доломит	2730	3,51	0	5,0	100	–	3,5-7,0	4-5,5	СТ
			Каменная соль	2200	0,1	0	–	–	100	3,5	2	СТ
Є 1bul	1000	1140	Долерит	3020	0,1	0,0167	–	0	–	9,0	8,0	К
			Доломит	2760	3,1	0,12	0	100	–	6,5	5,5	СТ
Є 1bls2	1265	1605	Доломит	2730	2,73	1,03	10	80	–	5,5-7,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2580	0,62	0,01	–	0	100	3,5	2	СТ
Є 1bls1	1605	1810	Доломит	2720	4,29	1,0643	5,0	80,0	–	5,5-7,0	5,5	СТ
			Известняк	2720	0,94	0,6489	5,0	92,88	–	5,5-7,0	5,0	СТ
Є 1us	1810	2410	Доломит	2610	1,9	1,1	5,0	80,0	–	6,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2170	0,1	0	–	–	100	3,5	2,0	СТ
V- Є 1tt	2210	2290	Долерит	3020	0,1	0,0167	–	–	–	9,0	8,0	К
			Доломит	2830	1,59	0,01	15,0	87	–	7,5	6	Т

Продолжение таблицы А.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Vsb	2460	2520	Доломит	2770	2,65	0,6278	15	80	–	7,5	6	Т
Vktg	2520	2610	Доломит	2710	2,7	0,1311	15	59	–	8,0	8	Т
			Аргиллит	2580	6,95	0,29	70	27	–	3,5	4,5	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10	–	7,5	7	Т
Vosk	2610	2815	Алевролит	2560	6,31	1,8733	30	34	–	6,0	6,0	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10	–	7,5	7	Т
			Доломит	2730	2,44	10,93	10	88,0	–	7,5	9,0	Т
V vn	2815	2930	Алевролит	2560	6,31	1,8733	30	34	–	6,0	6,0	Т
			Аргиллит	2580	6,95	0,29	70	27	–	3,5	4,5	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10	–	7,5	7	Т
R	2930	3100	Доломит	2760	2,5	1,86	10	81	–	7,5	6,0	Т

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений	
от	до			
0	40	Осыпи и обвалы стенок скважины	слабые	
2815	2930		слабые	
0	220	Нефтегазоводопрооявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$	
1200	1265		вода	
1730	1770		вода	
2310	2350		вода	
2580	2610		газ, $\rho = 0,796 \text{ кг/м}^3$	
2620	2650		вода	
2840	2880		газ, $\rho = 0,74 \text{ кг/м}^3$	
2880	2920		нефть, $\rho = 829 \text{ кг/м}^3$	
2930	2950		нефть, $\rho = 824 \text{ кг/м}^3$	
40	560		Поглощение бурового раствора	до полного
990	1150			до полного
1200	1265	частичное		
1730	1770	до $6 \text{ м}^3/\text{час}$		
2200	2300	до полного		
2580	2610	до $12 \text{ м}^3/\text{час}$		
2610	2650	частичное		
2840	2920	до $16 \text{ м}^3/\text{час}$		
2930	2950	до полного		

Приложение Б

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

Тип профиля	Наклонно-направленная								
Исходные данные									
Глубина скважины по вертикали, м	2920			Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				0,4	
Глубина кровли продуктивного пласта, м	2580/2840			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				0	
Отход скважины, м	803			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м				0	
Длина интервала бурения по пласту, м	31/53			Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град				16,8	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	16,8			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				16,8	
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	50	50	50	50	0	0	0	0
2	50	464	414	420	470	0	16,8002	61	61
3	464	2580	2116	2210	2680	16,8002	16,8002	639	700
4	2580	2920	340	3355	3035	16,8002	16,8002	103	803
Итого	Σ		2635	Σ	3035	–	–	Σ	803

Компоновка низу бурильной колонны

Таблица Б.2 – 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	490,0 Глобур	0,5	490,0	–	3-171	Ниппель	0,300
2	Наддолотный Переводник Sperry Drilling M177xM171	0,52	241	56	3-177	Муфта	0,176
					3-171	Муфта	
3	К-490,0 МС	1,15	490	100	3-171	Ниппель	0,560
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-171/181	0,538	229	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-181	Муфта	
5	УБТ245	12	245	135	3-181	Ниппель	3,204
					3-181	Муфта	
6	Переводник П-181/133	0,538	203	101	3-181	Ниппель	0,09
					3-133	Муфта	
7	ПК-127x9 Л	5	127	108,6	3-133	Ниппель	0,149
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (20–623 м)							
1	БурТех 15 1/2" БТ6916МА-095	0,466	393,7	–	3-152	Ниппель	0,160

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	Наддолотный Переводник Sperry Drilling M152xM171	0,52	240	–	3-152	Муфта	0,180
					3-171	Муфта	
3	1-КА393,7 СТК М177/152	0,39	393,7	80	3-171	Ниппель	0,103
					3-171	Муфта	
4	ДР-240.3.60 IDT	8,545	240	–	3-171	Ниппель	1,922
					3-163	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,375	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
7	Переводник П-163/171	0,538	229	127	3-163	Ниппель	0,091
					3-171	Муфта	
8	1-КА393,7 СТК М177/152	0,39	393,7	80	3-171	Ниппель	0,103
					3-171	Муфта	
9	Переводник П-171/88	0,350	203	58	3-171	Ниппель	0,043
					3-88	Муфта	
10	ЗТС БТС-172р Техгеосервис	13,6	172	120	3-88	Ниппель	1,700
					3-88	Муфта	
11	Переводник П-88/147	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
12	НУБТ178x90	48	178	90	3-147	Ниппель	6,9792
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
14	ПК-129х9 Л	548	127	108,6	3-133	Ниппель	17,5182
						Муфта	
Бурение под техническую колонну (623–1939)							
1	11 5/8" БТ6613МНА-035	0,3	220,7	–	3-152	Ниппель	0,025
2	Переводник М-152/152	0,391	197	101	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	2-КсА295,3 СТК М152/152	0,6718	295,3	80	3-152	Ниппель	0,123
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-152	Ниппель	0,068
					3-171	Муфта	
5	SperryDrill 9-5/8", 6:7, 3	7,21	240	–	3-171	Ниппель	2,110
					3-163	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,103
					3-163	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,375	240	55	3-163	Ниппель	0,098
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/88	0,517	203	101	3-163	Ниппель	0,053
					3-88	Муфта	
9	БТС-210-50 Техгеосервис	13,6	172	140	3-88	Ниппель	2,000
					3-88	Муфта	
10	Переводник П-88/147	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	НУБТ-172 Weatherford	18,9	172	83	3-147	Ниппель	3,200
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
13	Яс SJ-172	5,6	172	72	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
14	Переводник П-133/147	0,52	0,178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
15	УБТ178*90	24	178	88	3-147	Ниппель	3,48
					3-147	Муфта	
16	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
17	ПК-127х9.19 Е	1869	127	108,62	3-133	Ниппель	61,46147
						Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1939–3035)							
1	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС,38	0,37	215,9	–	3-117	Ниппель	0,05
2	Переводник М-117/117	0,356	146	78	3-117	Муфта	0,040
					3-117	Муфта	
3	2-КА215,1 СТК М117/Н117	0,523	215,9	78	3-117	Ниппель	0,062
					3-117	Муфта	
4	УГДС2-172Ш	5,133	172	–	3-117	Ниппель	0,79
					3-117	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Переводник П-117/171	0,350	203	80	3-117	Ниппель	0,073
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-178-3-147	0,93	178	–	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	
7	Переливной клапан КП-178	0,84	178	50	3-147	Ниппель	0,103
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-147/147	0,51	178	58	3-147	Ниппель	0,031
					3-88	Муфта	
9	ЗТС АТ-3-172	7,53	171	120	3-88	Муфта	0,4
					3-147	Ниппель	
10	НУБТ-105 Weatherford	42	178	108,62	3-147	Ниппель	7,434
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/162	0,527	155	62	3-133	Ниппель	0,063
					3-102	Муфта	
12	ПК-127х9 Е	2983	127	108,62	3-133	Ниппель	93140
					3-133	Муфта	
Отбор керн (2570–2620 м, 2830-2900м)							
1	PDC БИТ 215,9/100 В 12 12 2 АМ	0,2	215,9	100	3-161	Муфта	0,02

Продолжение таблицы Б.2

2	Керноотборный снаряд КИ 7.1 195/100	7,8	195	100	3-161	Ниппель	0,7
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН162	0,53	171,5	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-162	Муфта	
6	ПК 127х9 Л	До устья	127	108	3-162	Ниппель	82,951
						Муфта	
7	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Таблица Б.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
Бурение	0	3035	ПК-127x9,19 Е	127	Е	9,19	3-133	2983	93,14	101,84	1,31	1,37

Таблица Б.4 – 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	0,490	–	1,3	4,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,242
Расчетные потери бурового раствора при очистке						1,83
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,08
Объем раствора в конце бурения интервала						44,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						58,19
Объем раствора к приготовлению:						59,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
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	610	590	0,3937	406	1,3	94,85
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,58
Расчетные потери бурового раствора при очистке						40
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,4
Объем раствора в конце бурения интервала						255
Общая потребность бурового раствора на интервале:						295,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						200,65
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						120,4
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					
610	1870	1260	295,3	306,9	1,25	132,93
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,054
Расчетные потери бурового раствора при очистке						67,23
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,26
Объем раствора в конце бурения интервала						327
Общая потребность бурового раствора на интервале:						389,8
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						120,4
Объем раствора к приготовлению:						256,87

Продолжение таблицы Б.4

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	к каверн .	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1870	2920	1050	146,1	121,3	1,15	49
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						8,45
Расчетные потери бурового раствора при очистке						30,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,42
Объем раствора в конце бурения интервала						95
Общая потребность бурового раствора на интервале:						184
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						154,12
Объем раствора к приготовлению:						134,96

Таблица Б.5 – 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
Бентонит	Структурообразователь	1000	3730	4	–	–	–	–	–	–	3730	4
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	25	48	2	161	7	205	9	108	5	522	21
NaOH	Регулятор pH	25	43	5	90	4	116	5	61	3	309	13
ИКД	Понизитель вязкости	200	53	1	-	-	-	-	-	-	53	1
NaCl	Ингибитор	25	–	–	20064	803	25687	1028	13496	540	59247	2371
ПАЦ ВВ	Регулирования фильтрации и вязкости	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	Регулирования фильтрации, без влияния на реологию	25	–	–	3411	137	4367	175	2294	92	10072	403
Смазка (биолуб green)	Снижение коэффициента трения	160	–	–	4013	25	5137	33	2699	17	11849	75
Ксантановая смола (TehnoGEL)	Структурообразователь	25	–	–	702	29	899	45	486	24	2087	84
Пенегаситель (ПЕНТА 461)	Предотвращение пенообразования	200	–	–	80	4	103	1	54	1	237	2
CaCO ₃	Утяжелитель	1000	–	–	10232,64	11	13100	14	45346,56	46	68680	67
Бактерицид	Предотвращение биоразложения	1000	–	–	80,256	1	103	1	54	1	237	1

Приложение В

Таблица В.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	490 Глобур	0	20	400	0,02	20	1	1	0,75
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									0,9
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,13
Крепление (ЕНВ)									7,1
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,3
Итого									8,835
Кондуктор									
Бурение	БурТех 15 1/2" БТ6916МА-095	20	623	500	0,027	603	2	16,63	16,63
Промывка (ЕНВ)									0,4
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,04
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление (ЕНВ)									24,2
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									2,05
Итого									52,53
Техническая колонна									
Бурение	11 5/8" БТ6613МНА- 035	623	1939	3200	0,06	1316	1	67,48	67,48
Промывка (ЕНВ)									0,76
СПО и наращивание (ЕНВ)									12,56
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									42,6
Смена вахт									1
Ремонтные работы									4,4
ГТИ									6,9
Итого									140,4
Эксплуатационная колонна									
Бурение	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС,38	1939	3035	3200	0,08	1096	1	90,54	90,54
Промывка (ЕНВ)									0,64
СПО и наращивание (ЕНВ)									10,19

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,7
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,5
Крепление (ЕНВ)									39,54
Смена вахт									1,1
Ремонтные работы									6,9
ГТИ									6,1
Итого									160,21
Итоговое время на бурение									361,865
Подготовительные работы									96
Вышкомонтажные работы									1327

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,1 5	4	516,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,1 9	–	–	0,37	51,13	2,18	301,25	5,85	808,41	6,6	912,05
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	15,34	–	90,38	–	242,52	–	273,62
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4	71,8	–	0	–	0	–	0	–	0
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	0	–	0	–	0	–	0
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	–	–	0,37	5,33	2,18	31,39	5,85	84,24	6,6	95,04
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	1,6	–	9,42	–	25,27	–	28,51
Содержание бурового оборудования	сут	252,8 6	4	1011,4 4	0,37	93,56	2,18	551,23	5,85	1479,2	6,6	1668,8 8

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	4	5772	0,37	533,91	2,18	3145,74	5,85	8441,6	6,6	9523,8
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	244,6	–	–	–	0	–	0	–	0	6,6	1614,4
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	0	2,18	382,46	5,85	1026,3	–	0
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	0	2,18	525,27	5,85	1409,6	–	0
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	–	–	0,37	5,81	2,18	34,23	5,85	91,85	6,6	103,62
Эксплуатация ДВС,	сут	10,9	–	–	0,37	4,03	2,18	23,76	5,85	63,77	6,6	71,94
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	–	–	0,37	55,31	2,18	325,87	5,85	874,46	6,6	986,57
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,6	4	710,4	0,37	65,71	2,18	387,17	5,85	1038,9	6,6	1172,2

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Зависящие от объема работ												
Бентонит	уп	6,08	–	–	4	24,32	–	–	–	–	–	–
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	уп	20,41	–	–	2	40,82	7	142,87	9	–	5	102,05
NaOH	уп	4,59	–	–	5	22,95	4	18,36	5	22,95	3	13,77
ИКД	уп	2,8	–	–	1	2,8	–	–	–	–	–	–
KCl	уп	4,4	–	–	–	–	803	3533,2	1028	4523,2	540	2376
ПАЦ ВВ	уп	12,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	уп	9,06	–	–	–	–	137	1241,22	175	1585,5	92	833,52
Смазка (биолуб green)	уп	8,07	–	–	–	–	25	201,75	33	266,31	17	137,19
Ксантановая смола (TechnoGEL)	уп	21,09	–	–	–	–	29	611,61	45	949,05	24	506,16
Пенегаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,26	–	–	–	–	4	1633,04	1	408,26	1	408,26
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,63	–	–	–	–	1	–	1	559,63	1	559,63
CaCO ₃	уп	13,88	–	–	–	–	11	–	14	194,32	46	638,48
Долото 490 Глобур	шт	1985,7	–	–	1	1985,7	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Долото БурТех 15 1/2" БТ6916МА-095	шт	1522	—	—	—	—	2	3044	—	—	—	—
Долото 11 5/8" БТ6613МНА-035	шт	4458,6	—	—	—	—	—	—	1	4458,6	—	—
Долото БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС,38	шт	5254,6	—	—	—	—	—	—	—	—	1	5254,6
Калибратор 2-КА490,0 СТК М171/171	шт	890,54	—	—	1	890,54	—	—	—	—	—	—
Калибратор 1-КА393,7 СТК М177/152	шт	565,38	—	—	—	—	2	1130,76	—	—	—	—
Калибратор 2-КсА295,3 СТК М152/152	шт	415,54	—	—	—	—	—	—	1	415,54	—	—
Калибратор 2-КА215,1 СТК М117/Н117	шт	290,26	—	—	—	—	—	—	—	—	1	290,26
Итого затрат на бурение по интервалам	—	—	—	8082,24	—	3798,86	—	17364,98	—	28969,5	—	27570,5
Всего затрат	85786,04											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб измерения	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
Затраты, зависящие от времени										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,75	103,64	1,15	158,92	1,35	186,56	1,78	245,98
Социальные отчисления, 30%				31,09		47,68		55,97		73,79
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	0,75	10,80	1,15	16,56	1,35	19,44	1,78	25,63
Социальные отчисления, 30%				3,24		4,97		5,83		7,69
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,75	189,65	1,15	290,79	1,35	341,36	1,78	450,09
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	22,86	0,75	17,15	1,15	26,29	1,35	30,86	1,78	40,69
Эксплуатация ДВС,	сут	10,9	0,75	8,18	1,15	12,54	1,35	14,72	1,78	19,40
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	0,75	112,11	1,15	171,90	1,35	201,80	1,78	266,07
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,6	0,75	133,20	1,15	204,24	1,35	239,76	1,78	316,13
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x10 Д	т	2,125	731,81	–	–	–	–	–	–	2,125
Обсадные трубы 323,9x9,5 Д	т	–	–	50,616	17431,14	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Обсадные трубы 245x8,9 Д	т	–	–	–	–	93,24	32203,23	–	–	–
Обсадные трубы 168,3x8 Д	т	–	–	–	–	–	–	91,44	31582,58	–
БКМ-426	т	1	142,57	–	–	–	–	–	–	1
ЦКОДМ-426	шт	1	398,94	–	–	–	–	–	–	1
ПЦ-426/490	шт	4	126,40	–	–	–	–	–	–	4
ПРП-Ц-426	шт	1	70,45	–	–	–	–	–	–	1
БКМ-324	шт	–	–	1	74,77	–	–	–	–	–
ЦКОДМ-324	шт	–	–	1	142,00	–	–	–	–	–
ЦТГМ-324/394	шт	–	–	21	735,00	–	–	–	–	–
ПЦ-324/394	шт	–	–	8	252,80	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-324	шт	–	–	1	35,40	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	–	–	–	–	1,00	56,93	–	–	–
ЦКОДМ-245	шт	–	–	–	–	1	103,40	–	–	–
ЦТГ-245/295	шт	–	–	–	–	38	1003,20	–	–	–
ПЦ-245/295	шт	–	–	–	–	20	508,00	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	–	–	–	–	1	26,14	–	–	–
БКП-Вр-146	шт	–	–	–	–	–	–	1	80,70	–
ЦКОДУ-146	шт	–	–	–	–	–	–	1	63,00	–
ПЦ-2-146/216	шт	–	–	–	–	–	–	61	1018,70	–
ЦТГ-146/216	шт	–	–	–	–	–	–	42	846,72	–
ПРП-Ц-Н 129,1	шт	–	–	–	–	–	–	1	17,70	–
ПРП-Ц-В 129,1	шт	–	–	–	–	–	–	1	9,84	–
МБП-СМ	шт	565,25	390	406,256	280,3166	246,25	169,9	94	64,86	565,25
МБП-МВ	шт	450,68	441,7	346,66	339,7268	211,25	207	109,66	107,5	450,68
ПЦТ - II - 50	шт	6,54	189	9,4	271,66	–	–	–	–	6,54
ПЦТ - III - Об (4) - 50	шт	–	–	31,68	855,36	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - Об(4) - 50	шт	–	–	–	–	5,86	179,3	28,05	858,33	–
ПЦТ - II - 50	шт	–	–	–	–	26,35	749,4	14,07	400,2	–

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
НТФ	кг	2,8	3,4	23,25	26,9568	15,55	18,2	20,47	23,9499	2,8
Итого затрат на крепление по этапам	кг	–	3103,27	–	21379,01	–	36321	–	36519,5	–
Итого затрат на крепление	т	97322,78								

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	64 932	17 216 986
Рекультивация перед планировкой	16 584	3 615 312
Итого		20 832 298
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	142 221	31004178
Разборка и демонтаж	13 084	2852312
Итого		33856490
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	85 786	18701357
Крепление скважины	97 323	21216366,04
Итого		39917723
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	32 548	7095464
Итого		7095464
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	22145	4827610
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	12788,334	2787856,812
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	947,284	206507,912
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 255	6595590
Итого		9589954,724
Итого прямых затрат		116 119 539
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	133164,61	29029884,87
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	46607,6133	10160459,7
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	54645,86	11912797,48
Транспортировка буровых бригад	4632,45	1009874,1

Продолжение таблицы В.6

1	2	3
Сооружение водяной скважины	4746,92	1034828,56
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1424,86132	310 620
Амортизация жилого городка	1365,89	297764,02
Итого		14 565 884
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и затраты (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	38962,3321	8493788,399
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		178 369 556
ВСЕГО с учетом НДС (18%)		210476076,5

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 2920 (3035) м

Предприятие: АО «Сибирская Сервисная Компания»

Оборудование:

Буровая установка: БУ 3500/200 - ЭУК 1М

Лебедка: ЛБ - 750

Талевая система: 4x5

Ротор: 3 - 560

Насосы: 2х УНБТ - 950

Глубина, м	Геологическая часть							Техническая часть									
	Стратиграфия		Литологическое описание	Температура, С°	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины				Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, Т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Плотность промывочной жидкости	Примечание
	Система	Свита					490 мм	393,74 мм	259,3 мм	215,9 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
100	Чет.	Чет.	Звенкинская	3—5			Поглощения бурового раствора, нефтегазодопроявления, осыпи	20 м	490 Глобур	-	6	60	36	Плотность=1,131 г/см ³ , УВ= от 50 сек, Ф=8, СНС1=6-10 дПа, П=менее 2%, рН = 8			
200			Литвинцевская св.				Кавернообразование	610 (623) м.	БурТех 15 1/2" БТ6916МА-095	ДР-240.3.60 IDT							
300			Ангарская св.	10			Поглощения БР, нефтегазодопроявления, кавернообразование		11 5/8" БТ6613МНА-035	SperryDrill 9- 5/8", 6:7, 3	9	165	64	Плотность=1,164 г/см ³ , УВ=40-50 сек, Ф=8, СНС1=30-40 дПа, П=менее 0,5%, рН = 8-10			
400			Булайская св.				Кавернообразование, поглощения БР		БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС,38 (долото)	УГДС2-172Ш	5	120	30,02	Плотность=1,07 г/см ³ , УВ=40-50 сек, Ф=8, СНС1=30-40 дПа, П=менее 0,5%, рН = 8-10			
500			Верхнебельская п/св.	11—12			Кавернообразование, поглощения БР	1420 (1469) м	219,1 FD 366SM-A132 (Бур. головка)								
600			Нижнебельская п/св.				Кавернообразование		Отбор керна(2570-2620, 2830-2900)								
700			Усольская св.	18—20			Поглощения БР, нефтегазодопроявления	1870 (1939) м.									
800			Тэтэрская св.		2670		Поглощение БР, нефтегазодопроявления										
900			Собинская св.		2722		Поглощение БР, нефтегазодопроявления										
1000			Катангская св.				Поглощение БР, нефтегазодопроявления, возможно осыпание стенок скважины, салыникообразование										
1100			Оскобинская св.	21—37	2941												
1200			Ванаварская св.		3015												
1300			Рифей	42—48													
1400																	
1500																	
1600																	
1700																	
1800																	
1900																	
2000																	
2100																	
2200																	
2300																	
2400																	
2500																	
2600																	
2700																	
2800																	
2900																	
3000																	
3035																	



1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течение не менее двух циклов с постоянным доливом, и запись в буровом журнале объема доливаемого раствора.
 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7 м/с, за 100 метров до продуктивного горизонта до 0,4 м/с.
 3. Не допускать нахождения бурового инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.
 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурового инструмента в открытом стволе), подтянуть буровый инструмент в башмак обсадной колонны, наверх обратный клапан, устье заглушить.
 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18 часов, до 2500м. - через 24 часа, свыше 2500м. - через 36 часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции.
 6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью: Ф=324x245 - 5 МПа, Ф=245 x 178 - 5,0 МПа.
 7. Проверку ПВО производить буровицирку - каждую смену, мастеру - ежедневно. Допреление всех болтовых соединений производить 1 раз в дежурку.
 8. При бурении в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка буровой колонны определяется ответственным представителем организации ведущей телеметрические сопровождение, с обязательными
 9. При бурении под тех. колонну и э.к. в случае возникновения признаков обваловывания или газодопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с У=1,16±0,02 г/см³ до У=1,22±0,02 г/см³.