

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ (ПЛАСТ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6):622.142(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Амбросов Даниил Викторович		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		17.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		15.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

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	Амбросов Даниил Викторович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ванаварской свиты) на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	- Геологические условия бурения - Глубина по вертикали: по расчету - Интервал отбора керна: пласт Ванаварской свиты - Тип профиля: наклонно-направленный - 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 500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. - Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать - Способ цементирования: по расчету - Способ перфорации: кумулятивный - Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: 2000 м Дополнительные требования: учесть оборудование необходимое для перевода скважины в нагнетательную, для
--	--

	расчетов принять устьевое давление нагнетания 21 МПа.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Сравнение забойных телесистем СИБ-2.2 и СИБ-2.4	
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	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Амбросов Даниил Викторович		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:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Сравнение забойных телесистем СИБ-2.2 и СИБ-2.4	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	Глотова Валентина Николаевна	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, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Амбросов Даниил Викторович

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Амбросов Даниил Викторович		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Амбросов Даниил Викторович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ванаварской свиты) на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина на нефтяном месторождении Красноярского края
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) ТК РФ глава 47 СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. Проанализировать возможные

	опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; поражение электрическим током; пожаровзрывоопасность; необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	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	Амбросов Даниил Викторович		11.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страницу, таблиц, - рисунков, - литературных источников, - приложения.

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

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина (пласт Ванаварской свиты) на нефтяном 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 2735 метров.

В специальной части проекта рассмотрены системы инклинометрической буровой СИБ-2.2 и СИБ-2.3.

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.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ТК – техническая колонна;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементирующая;

ГТН – геолого-технический наряд.

Оглавление

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1 Геологические условия бурения.....	17
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	19
1.3 Зоны возможных осложнений	20
2 Технологическая часть	21
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	21
2.2 Обоснование конструкции скважины	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	24
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	25
2.3 Проектирование процессов углубления	26
2.3.1 Выбор способа бурения.....	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	27
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	28
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	28
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	29
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	31
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	33
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	36
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	41

2.3.10	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	43
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	43
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность	43
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	52
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	53
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	54
2.5	Выбор буровой установки	59
3	Сравнение забойных телесистем СИБ-2.2 и СИБ-2.4	60
3.1	Введение	60
3.2	Характеристики, устройство и принцип работы системы инклинометрической буровой СИБ-2.4	65
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	71
4.1.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Красноярского филиала АО «Сибирская сервисная компания» (КФ АО ССК)	71
4.1.2	Основные направления деятельности предприятия	71
4.1.3	Организационная структура управления предприятием	72
4.1.4	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	75
4.1.5	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	75
4.1.6	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	77
4.2	Линейный календарный график выполнения работ	78
4.2.1	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	79

5	Социальная ответственность	81
5.1	Характеристика объекта исследования и область его применения	81
5.1.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 81	
5.2	Производственная безопасность.....	83
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	83
5.2.2	Вредные и опасные факторы при строительстве скважины: мероприятия по снижению их воздействия	83
5.2.3	Опасные производственные факторы	86
5.3	Экологическая безопасность.....	89
5.3.1	Анализ вредных факторов на окружающую среду	89
5.3.2	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	89
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
5.4.1	Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин	91
5.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин	92
	Заключение	92
	Список использованной литературы.....	95
	Приложение А	99
	Приложение Б	102
	Приложение В.....	103
	Приложение Г	112
	Приложение Д.....	123
	Приложение Е.....	125

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 нефтяном пласте.

В данной скважине на интервале 0-1045 наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности которые достигают до 1,3.

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

В разрезе имеются 4 водоносных и 1 нефтеносный горизонт, которые пересекаются в интервале 2622-2635 м.

Пласт характеризуется высоким пластовыми давлениями. Максимальная температура достигает 32 °С.

В интервалах продуктивного горизонта ожидаются нефтегазоводопроявления и поглощения бурового раствора, при бурении аргиллитов возможно осыпание стенок скважины, сальникообразование. Следовательно, необходимо контролировать репрессию на пласт, придерживаться высокой скорости бурения, а также проектировать ясс в компоновку низа бурильной 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 нефтяном 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 Геологические условия бурения

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

В таблице А.2 приложения А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины сложен породами от средней до крепкой по твердости с высокой абразивностью, поэтому необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт – ванаварской свитой в интервале 2590-2640 метров представлен песчаникам, аргиллитами и алевролитами, плотностью 2580 кг/м³.

Аномально высокие пластовые присутствуют в интервалах 1400-1600, 2300-2850 м. Присутствует интервал несовместимый по условию бурения исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва проектируется спуск технической колонны в интервале 1250-1600 м.

В интервале 0-690 метров наблюдается минимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 1,4 МПа/100 м рекомендуется придерживаться параметров бурового раствора.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты			
от	До	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	Температура по разрезу, °С
0	100	0,011	0,014	0,027	3
100	200	0,012	0,014	0,025	3-5
200	540	0,012	0,015	0,034	10
540	750	0,012	0,016	0,027	12
750	1400	0,012	0,017	0,034	16
1400	1600	0,017	0,020	0,025	18- 22
1600	2100	0,012	0,017	0,034	22- 23
2100	2300	0,011	0,017	0,025	24
2300	2500	0,012	0,019	0,027	25- 28
2500	2850	0,013	0,019	0,025	30- 32

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Нефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеводоносность

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м³	Свободный дебит, м³/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м³/м³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
V vn	2590	2640	Поровый	791	35	0,1-103,9	–
Водоносность							
P-C	50	300	Поровый	1-1,03	До 100	–	Да.
E ₁₋₂ an	650	1045	Каверно- трещинный	–	До 20	–	Нет. Минерализ. – 4,0 г/л.
E _{1-2us} (os)	2040	2080	Каверно- трещинный	1,13	–	–	Нет. Минерализ. – 243,58 г/л.
V ₁ vn	2622	2635	Поровый	1,150-1,220	0,36-9,2	–	Нет. Минерализ. – 201- 402 г/л.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.3 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются кавернообразования и обвалообразования. Поэтому необходимо соблюдать технологию бурения, контролировать свойства бурового раствора во избежание катастрофических поглощений.

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 500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 35°. Руководствуясь этим, выбираем S-образный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в приложении Б в таблице Б.1.

Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

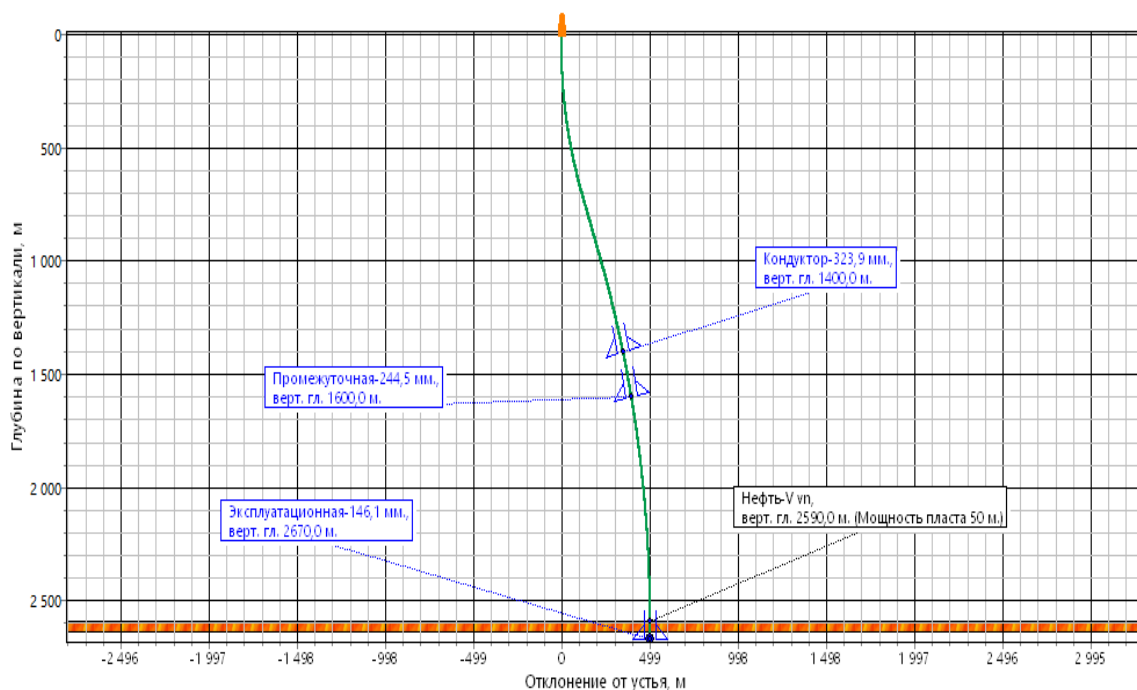


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Во избежания катастрофических поглощения выбираем закрытый тип забоя скважины. Данный способ заканчивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, испытывать и эксплуатировать продуктивные пласты и является наиболее экономичным и менее трудозатратным.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

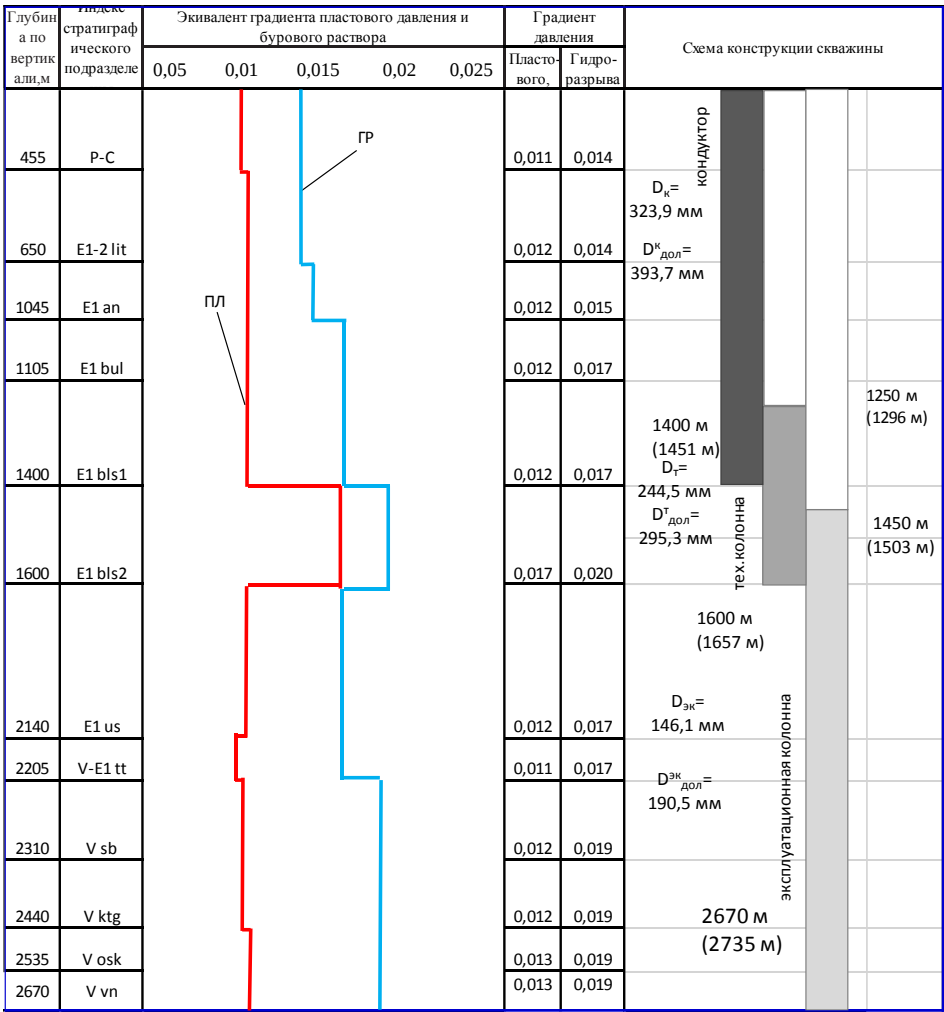


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Поскольку на интервале 1400-1700 м повышается пластовое давление, проектируется спуск технической колонны на глубину 1250-1600 м во избежание проявлений в зоне 2. Для вскрытия продуктивного пласта спускается эксплуатационная колонна на глубину 2670м.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для данной скважины спуск направления не нужен. Так как четвертичные отложения отсутствуют.

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

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 1600 м, но выбирается глубина 1400 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также с учетом осыпей и обвалов стенок скважины, прихватоопасной зоны и проницаемого горизонта, склонного к поглощениям раствора и для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска предыдущей колонны

Имя пласта	Ю11 *
1	2
Глубина кровли, м	2590
Градиент пластового давления, МПа/м	0,130
Градиент давления гидроразрыва, МПа/м	0,17
Плотность нефти, кг/м ³	791
Расчетные значения	
Пластовое давление	336,7

Продолжение таблицы 3

1	2
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1600
Требуемый запас	1,08
Окончательная глубина спуска колонны, м	1400

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется глубиной и мощностью разрабатываемого объекта. Мощность пласта составляет 50 метров, поэтому эксплуатационная колонна спускается на глубину 2670 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1400 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины

Значит интервал цементирования составляет 1250 - 1600м

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины.

Значит интервал цементирования составляет 1450-2670м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	По вертикали		
Кондуктор	1400	1400	0-1400	323,9	393,7
Техническая колонна	1600	1600	1250 – 1600	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2670	2670	1450-2670	146,1	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки 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, 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, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 5 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Значение параметра
Индекс пласта	V vn
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	33,67
Глубина залегания кровли ПП, м	2590
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	13,57
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	14,93
Давление опрессовки колонны, МПа	16,42

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-146x245x324 К2 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-350/80x21.

2.3 Проектирование процессов углубления

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

2.3.1 Выбор способа бурения

Под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колону выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	1400(1451)	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1400(1451)	1600 (1657)	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1600 (1657)	2670 (2735)	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)

2585 (2649)	2645 (2709)	Роторный (отбор керна)
-------------	-------------	------------------------

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Таблица 7 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0–1451	1451–1657	1657–2735	2649-2709
Шифр долота		393,7 (15 1/2) FD816МН Волгабурмаш	295,3 (11 5/8) FD516МН Волгабурмаш	III 190,5 мм (7 1/2) ТКЗ- ЦВ V-C63Z- R1261 УралБурМаш	190,5 FD 366SM-A132
Тип долота		PDC	PDC	Шарошечное	Буровая головка
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		СЗ	СЗ	ТКЗ	КТ
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	–
Длина, м		0,435	0,42	0,35	0,3
Масса, кг		200	93	29	41
G, тс	Рекомендуемая	32-40	2–15	8-12	2-5
	Предельная	42	17	15	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40–300	80-440	40-600	40-600
	Предельная	320	460	620	40

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

Для бурения интервала под кондуктор и техническую колонну проектируется долото PDC марки СЗ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую

проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними абразивными горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото шарошечное марки ТКЗ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен переслаиванием твердых и крепких абразивных горных пород.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра		
Интервал, м	0–1451	1451–1657	1657–2735
Исходные данные			
D_{∂} , см	39,37	29,53	19,05
$G_{пред}$, Т	42	17	15
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, Т	33,6	13,6	12
$G_{проект}$, Т	7	9	12

где: D_{∂} – диаметр долота, см;

$G_{пред}$, $G_{доп}$, $G_{проект}$ – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, Т.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_{\partial}}{D_{\partial}}, \quad (5)$$

где V_{∂} – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_{∂} – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0–1451	1451–1657	1657–2735
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		2	1,7	1
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		97	110	100
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		100	140	180
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		100	140	180

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (6)$$

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

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

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot D_{\text{д}}^2 \quad (7)$$

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

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{\text{макс}} + (V_M / 3600) \cdot S_{\text{заб}} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (8)$$

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:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{ом}^2), \quad (9)$$

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

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_{\delta} \cdot \sqrt{K_K}, \quad (10)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

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

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{КП min} \cdot 1000, \quad (11)$$

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:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{н max}^2 \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (12)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

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

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0–1451	1451–1657	1657–2735
Исходные данные			
1	2	3	4
D_d , м	0,3937	0,2953	0,1905
K	0,3	0,3	0,3
K_K	1,28	1,2	1,17
$V_{кр}$, м/с	0,12	0,11	0,09
V_m , м/с	0,011	0,0083	0,0055
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,203	0,235	0,166
$d_{н max}$, м	0,0222	0,0127	0,0111
n	3	5	9
$V_{кп min}$, м/с	0,5	0,75	1

$V_{\text{кпмах}}, \text{ м/с}$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,498	1,82	1,39

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,6	2,65	2,62
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{ л/с}$	37	21	9
$Q_2, \text{ л/с}$	13	6	1,6
$Q_3, \text{ л/с}$	55	42	16
$Q_4, \text{ л/с}$	39	37	59
Области допустимого расхода бурового раствора			
$Q_{\text{проект}}, \text{ л/с}$	13-55	6-37	1,6-59
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ л/с}$	60	55	32

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{\text{зд}}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{\text{зд}} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\text{д}}. \quad (13)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{\text{yd}} \cdot G_{\text{ос}}, \quad (14)$$

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

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

$G_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\text{д}} \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{\text{yd}} = Q + 1,2 \cdot D_{\text{д}}, \quad (16)$$

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

В таблице 11 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 11 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–1451	1451–1657	1657–2735
Исходные данные				
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
G _{ос} , кН		69	78	118
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		315	236	152
M _р , Н*м		3544,1	3409	2963
M _о , Н*м		197	148	95
M _{уд} , Н*м/кН		48,744	37	24

Для интервала бурения 0–1400 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Sperrydrill 11-1,4, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под тех.колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-240.3/4.60, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород и позволяет бурить как наклонно-направленные интервалы.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Sperrydrill 11-1,41	0–1451	286	10,58	3262	37-76	62-155	39	144-430

6:7								
ДГР1- 240.3/4.60	1451– 1657	240	9,72	207 2	35-64	138-240	18,6	130-325

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ДГР- 165.7/8.49	1657– 2735	165	8,652	1015	17-38	70-160	15,5	211

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

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

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:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

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

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на вынос.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кондуктор													
0 -1451 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,3	–	0,486	0,643	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,113	0,756	–	–	–
	ЗТС	203,0	120,0	–	–	–	12	–	0,200	0,956	–	–	–
	УБТ	172,0	100,0	–	–	–	9,45	0,1693	15,12	16,08	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	18,66	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	21,24	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	1403	0,0319	44,82	66,06	1,06	3,80	3,80
Промежуточная													
1451-1657 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,110	0,110	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	1,3	–	0,315	0,425	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	8,69	–	2,005	2,430	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	2,496	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	3,196	–	–	–
	УБТ	172,0	80,0	–	–	–	9,45	0,1693	15,12	18,32	–	–	–
	Яс гидрав.	203,0	71,4	–	–	–	4,3	–	–	18,32	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	20,19	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	1611	0,0319	51,45	71,64	–	3,50	–
Эксплуатационная													
1657-2735 Бурение КНБК №3	Долото	190,5	–	–	–	–	0,3	–	0,028	0,028	–	–	–
	Калибратор	190,5	78,0	–	–	–	0,44	–	0,046	0,074	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	6,25	–	0,830	0,904	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,970	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,670	–	–	–
	УБТ	172,0	68,0	–	–	–	9,48	0,7500	7,110	8,780	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	71,4	–	–	–	4,3	–	–	8,780	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	10,65	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	12,52	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	2680	0,0319	85,60	98,13	1,03	2,70	2,18

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Отбор керна													
2580-2650 Отбор керна КНБК №3	Долото	190,5	–	–	–	–	0,3	–	0,028	0,028	–	–	–
	Калибратор	190,5	78,0	–	–	–	0,44	–	0,046	0,074	–	–	–
	Двигатель	172,0		–	–	–	6,25	–	0,830	0,904	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,970	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,670	–	–	–
	УБТ	172,0	68,0	–	–	–	9,48	0,7500	7,110	8,780	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	71,4	–	–	–	4,3	–	–	8,780	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	10,65	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	12,52	–	–	–
	БТ	127,0	101,6	12,7	л	ЗП-165-76	2595	0,0418	108,58	121,10	1,03	2,78	2,19

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Кондуктор

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

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAP Р.

Техническая и эксплуатационная колонна

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствора.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 15-18. В качестве утяжелителя применяется барит.

В качестве производителя химических реагентов выбрана нефтесервисная компания «Schlumberger».

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{ор} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (18)$$

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

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

L – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 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	g, м/с ²	Плотность, г/см ³
0-1400	1,13	16,8	1400	9,81	1,38
1400-1600	1,13	27,2	1600		1,96
1600-2670	1,11	34,71	2670		1,47

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 16-21.

Таблица 16 – Компонентный состав минерализованного бурового раствора

Торговое марка (M-I SWACO)	Назначение	Масса, кг
SODA ASH	Регулирование кислотности среды	548
M-I GEL† SUPREME	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	87740
POLYPAC- R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	5484
POLYPAC† SUPREME UL	Регулятор фильтрации	8774
ULTRAFREE-L	Снижение коэффициента трения в скважине	19741
SALT(натрий хлор)	Предотвращение растворения солей	32903
M-I WATE	Регулирование плотности	397244
BUBBLE BUSTER	Предотвращение пенообразования	439

Таблица 17 – Примерные технологические свойства минерализованного глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05-1,45
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 18 – Примерный компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Реагент	Класс	Назначение	Масса, кг
SALT (хлорид натрия)	Регулятор соленасыщенности	Предотвращение растворения солей	17398
Гламин	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3083
МК-3	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	13359
СМЭГ	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	16442
МР-4	Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	108478
Катамин АБ	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	24
Полидеформ	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	2772
Формиат натрия HCOONa	Утяжелитель	Поддержание требуемой плотности	462439
Основа ГС	Гидрофобизирующая жидкость	Стабилизирование стенок скважины	13359

Таблица 19 – Примерные технологические свойства полимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,87
Условная вязкость, с	71
Пластическая вязкость, сПз	12,2
ДНС, дПа	83
СНС 10 сек/10 мин, дПа	69/119
Водоотдача, см ³ /30 мин	1
рН	10,45

Таблица 20 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов KCL/биополимерного раствора.

Торговая марка (M-I SWACO)	Назначение	Масса, кг
1	2	3
SODA ASH	Регулирование кислотности среды	288

1	2	3
DUO-TEC†	Придание раствору тиксотропных свойств,	1961
K-52†	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30-50
POLYPAC† SUPREME UL	Регулятор фильтрации	4615
SILDRIL-L	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	2307
ULTRAFREE-L	Снижение коэффициента трения в скважине	10384
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	23075
Септор БДУ-500	Защита от микробиологической деструкции	231
BUBBLE BUSTER	Предотвращение пенообразования	231

Таблица 21 – Примерные технологические свойства KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,3
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

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

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 22-21 соответственно.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под кондуктор									
0	1451	Бурение	0,414	0,049	КОМБИНИРОВАННАЯ	6/1	9/18	94,7	414,6
Под тех. Колонну									
1451	1657	Бурение	0,789	0,08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	80,9	275,7
Отбор керна									
2580	2650	Отбор керна	0,698	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	5	95,8	105,9
Под эксплуатационную колонну									
1657	2735	Бурение	1,486	0,112	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83,8	159,4

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	1451	Бурение	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	123	30	60
1451	1657	Бурение	УНБТ-950	2	90	140	293,4	0,98	125	27,5	55
2580	2650	Отбор керна	УНБТ-950	1	90	140	293,4	0,85	79	15	15
1657	2735	Бурение	УНБТ-950	1	90	140	264,1	0,85	125	32	32

Таблица 24 – 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	1451	Бурение	218,4	68,9	0,0	131,2	8,4	10,0
1451	1657	Бурение	292,5	50,2	68,2	148,2	15,4	10,0
2580	2650	Отбор керна	270,8	70,4	35,4	78,9	82,2	3,9
1657	2735	Бурение	257,5	49,8	69,6	73,4	54,7	10,0

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кernoотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2580-2650	190,5 FD 366SM-A132	1-3	20-40	15-20

Геолого-технический наряд, со всеми данными представлен в приложении Е.

КНБК для отбора керна (2580-2650 м) представлена в приложении В таблице В.2.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

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

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

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

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [3], при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{буф.} = 1050 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{тр\ обл} = 1400$ кг/м³.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{н\ тр} = 1820$ кг/м³.

Таблица 23 – 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
Кондуктор	0-1300	0-1348	1300-1400	1348-1451
Техническая колонна	1250-1500	1296-1555	1500-1600	1555-1657
Эксплуатационная колонна	1450-2490	1503-2555	2490-2670	2555-2735

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

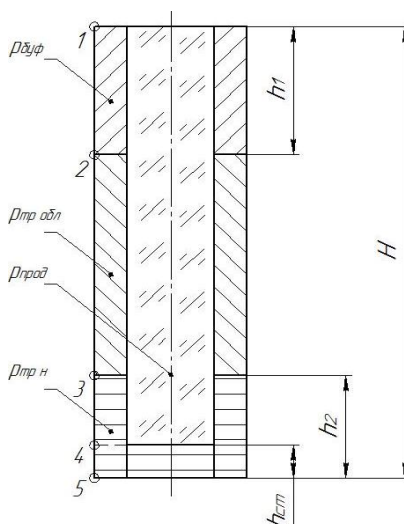


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации нефтяной скважины.

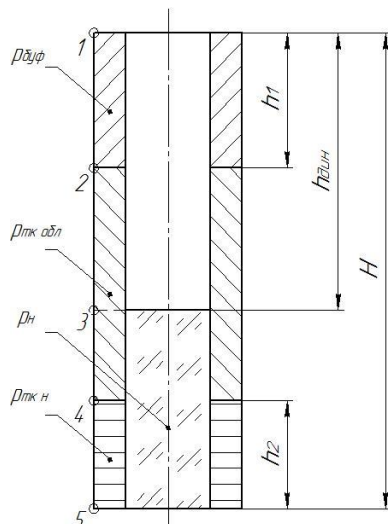


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.

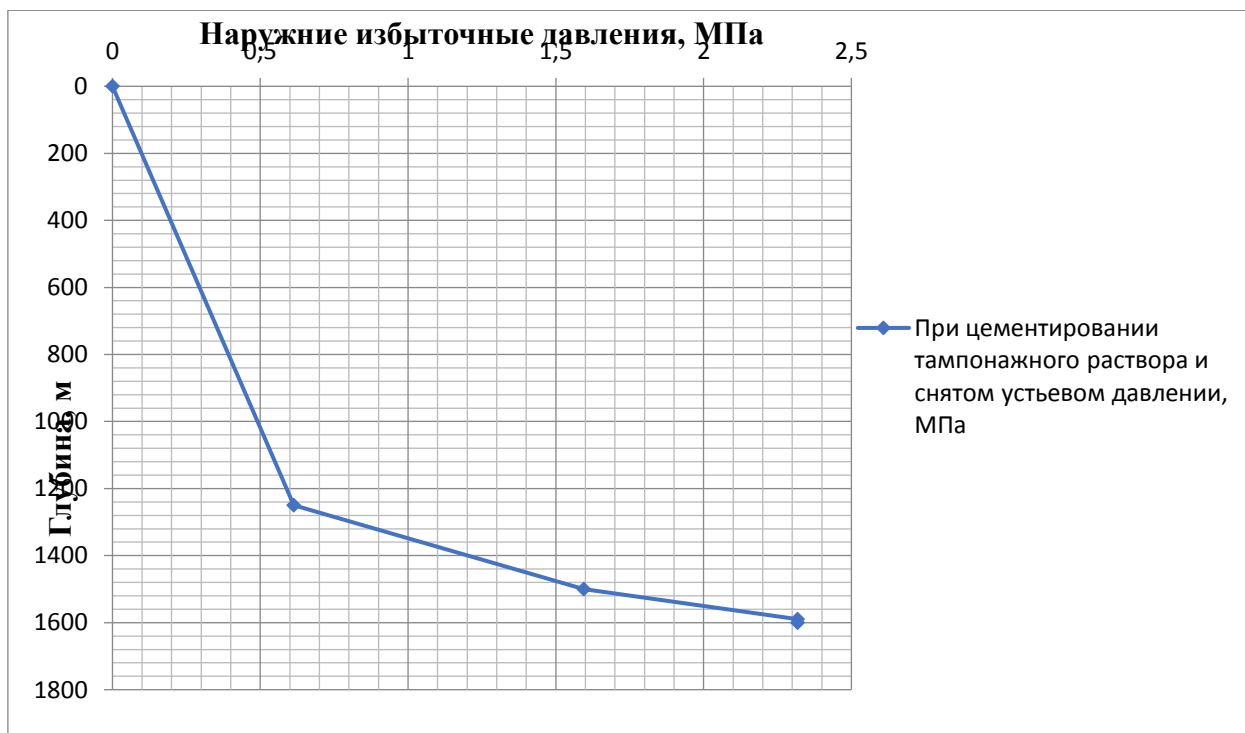


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении и в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7. Для не цементируемой части комбинированной эксплуатационной колонны производится расчет наружных избыточных давлений при испытании на герметичность методом снижения уровня, которому подвергается вся колонна, результат которого также представлен на рисунке 7.

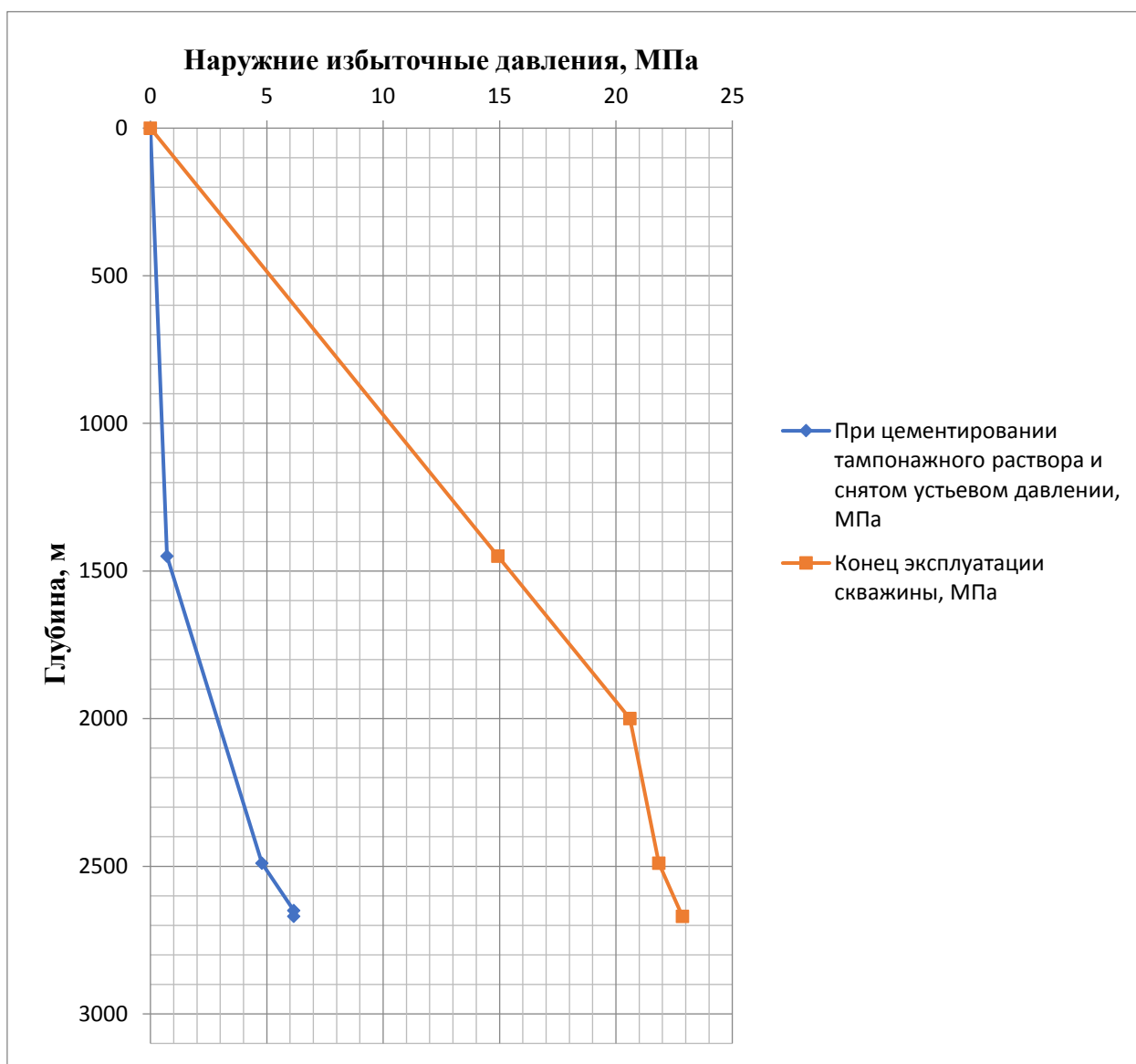


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

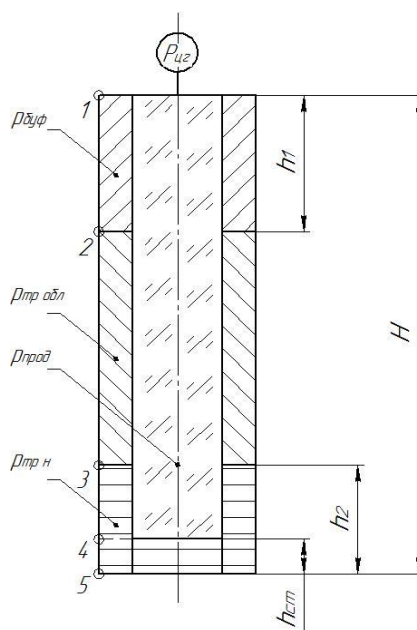


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

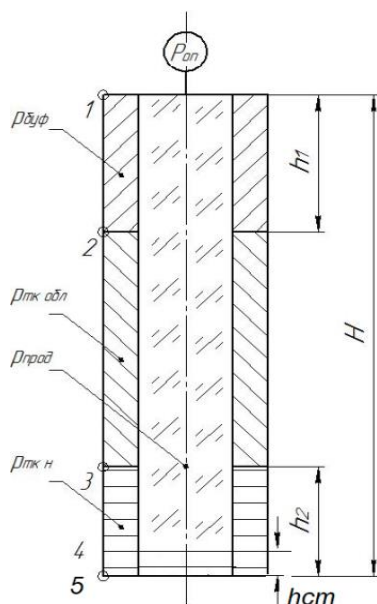


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

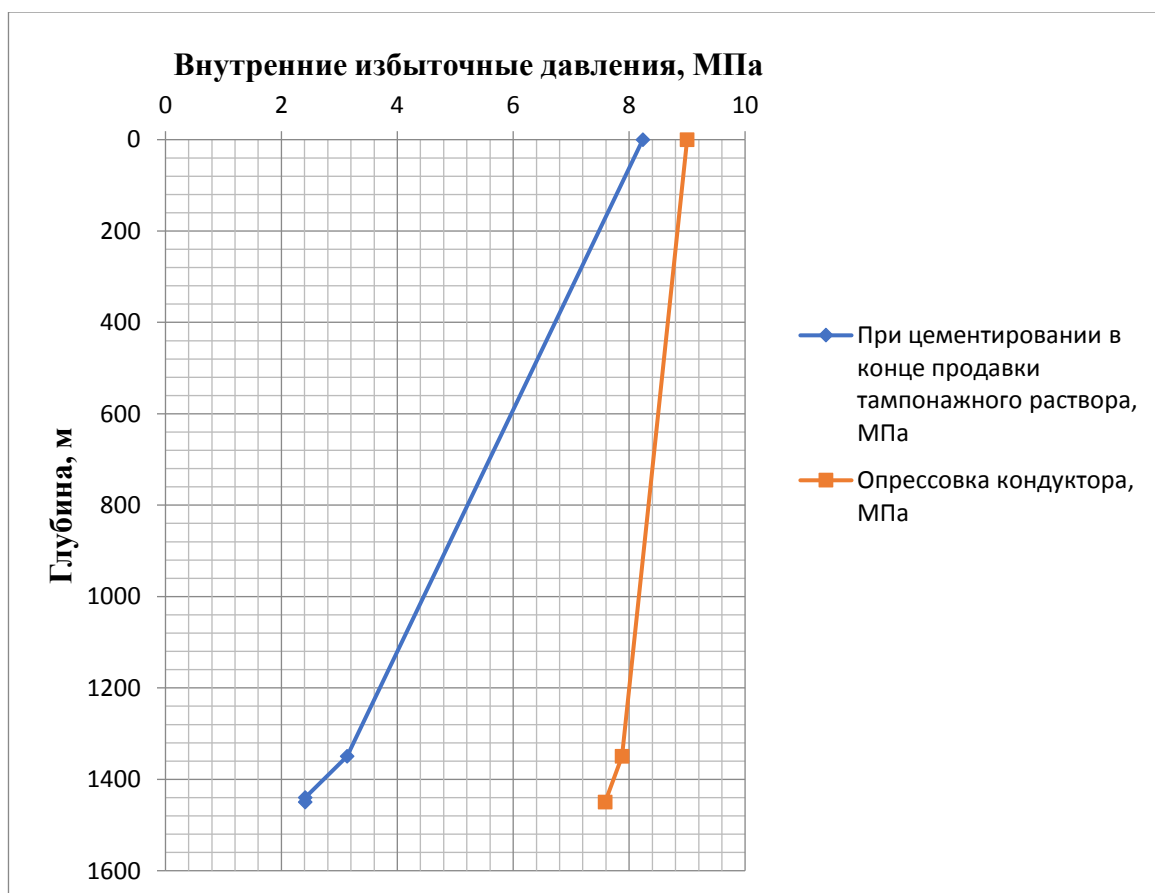


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

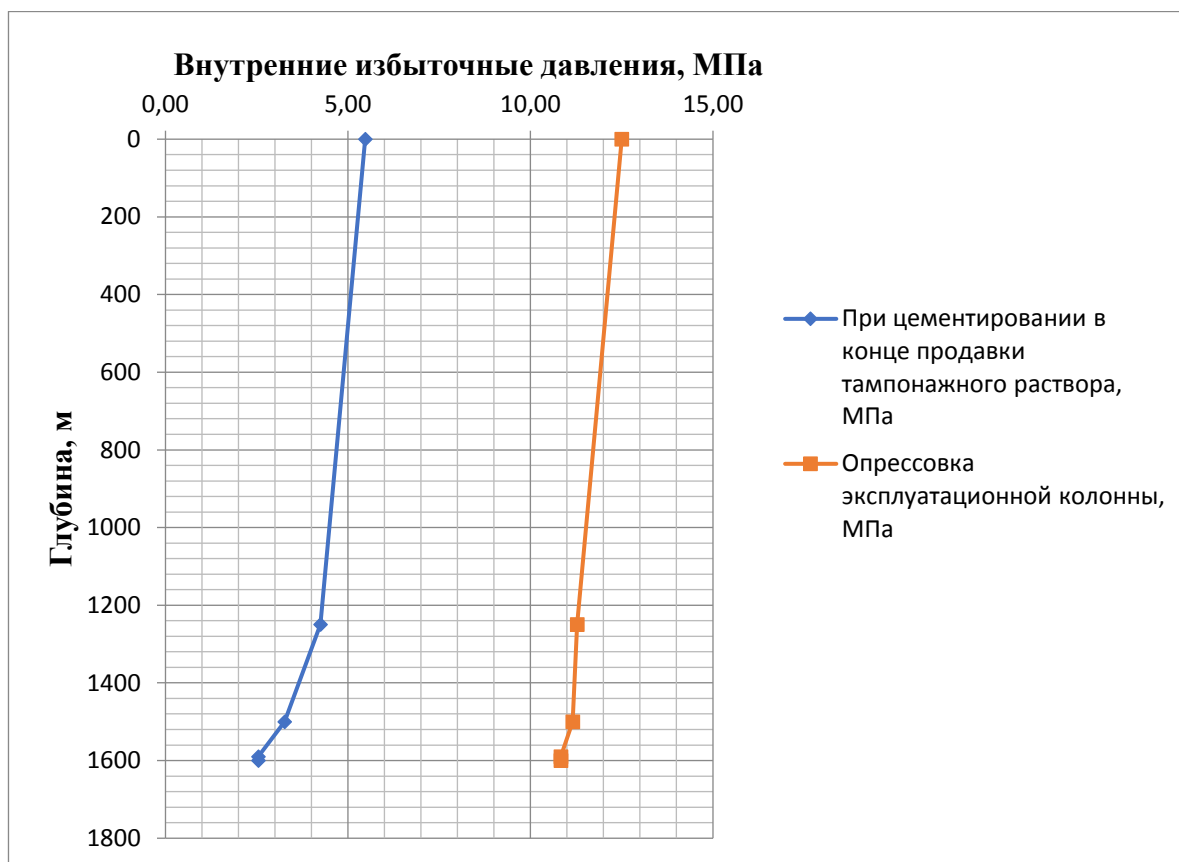


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

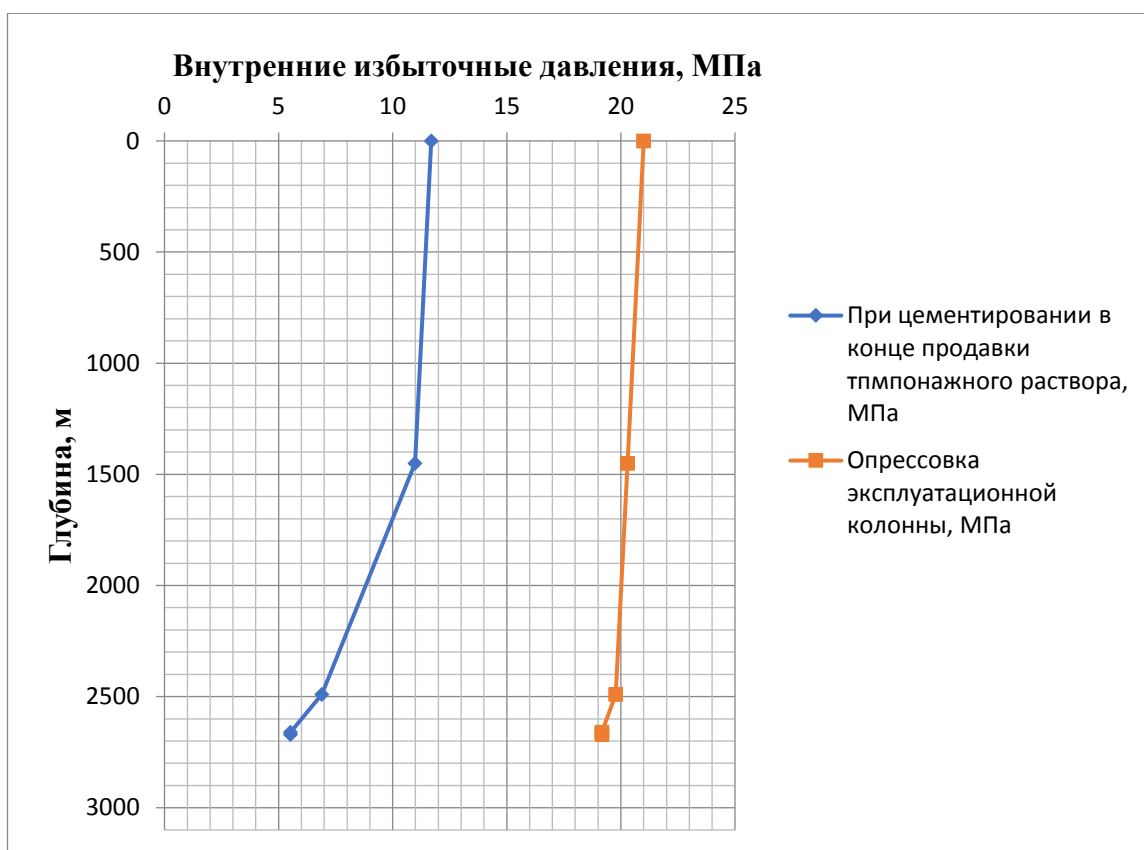


Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 26.

Таблица 26 – 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
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	1451	74,6	108244,6	108244,6	0-1451
Тех. колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1651	47,2	77927,2	77927,2	0-1651
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	131	29	3799	67076,2	2604-2735
2	ОТТМ	Д	7,0	2604	24,3	63277,2		0-2604

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица 27 – Технологическая оснастка обсадных труб

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
Кондуктор, 323,9	БКМ–324	1451	1451	1	1
	ЦКОДМ–324	1441	1441	1	1
	ЦТГМ–324/394	0	713	30	67
		713	1451	37	
	ПЦ–324/394	0	713	18	48
		713	1451	30	
	ПРП–Ц–324	1441	1441	1	1
Техническая, 244,5	БКМ–245	1657	1657	1	1
	ЦКОДМ–245	1647	1647	1	1
	ЦТГ–245/295	1296	1451	3	10
		1451	1657	7	
		1296	1451	4	
	ПЦ–245/295	1451	1657	10	14
		1657	1657	10	
	ПРП–Ц–245	1647	1647	1	1
Эксплуатационная, 146,1	БКП–Вр–146	2735	2735	1	1
	ЦКОДУ–146	2725	2725	1	1
	ПЦ–2–146/216	2655	2705	5	5
	ЦТГ–146/216	2645	2715	7	72
		2711	2951	8	
		1503	2645	57	
	ПЦ–2–146/216	1503	2645	38	38
	ПРП–Ц–Н 146,1	2725	275	1	1
	ПРП–Ц–В 146,1	2720	2720	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Исходя из расчётов, запроектирован одноступенчатый способ цементирования.

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси, которые представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,6	1,32	1100	5,9	1,18	МБП-СМ	92,4
		5,28			4,72	МБП-МВ	79,2
Продавочная жидкость	58,79		1000	58,79		-	-
Облегченный тампонажный раствор	48,16		1400	18		ПЦТ-III-Об(4-6)-50	39680
						НТФ	19,75
Нормальной плотности тампонажный раствор	7,32		1820	4,39		ПЦТ - II - 50	9670
						НТФ	3

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 13.

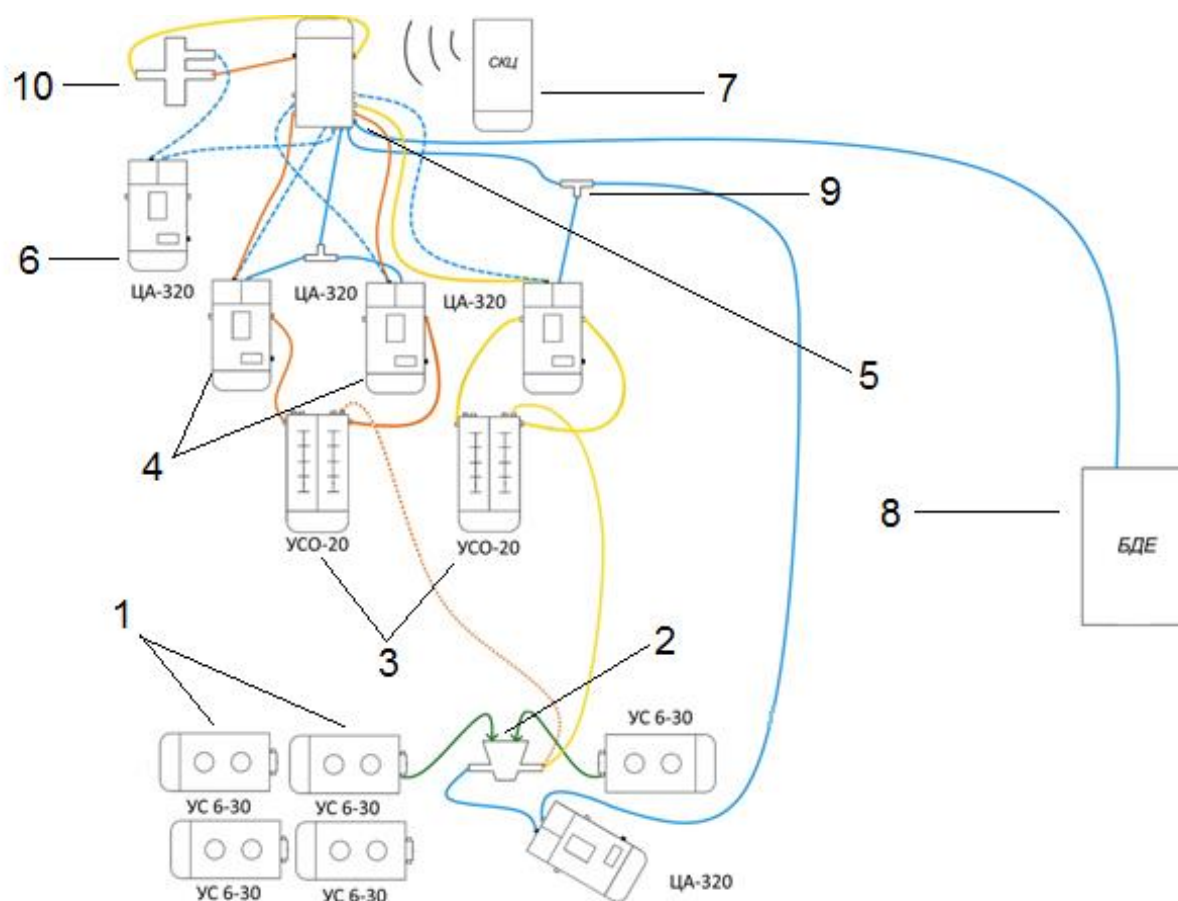


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники:

1 – цементосмесительная машина УС6–30; 2 – гидроворонка;

3 – осреднительная емкость УСО–20; 5 – цементируочный агрегат ЦА–320М; 5 – блок манифольдов СИН–43; 6 – цементируочный агрегат ЦА–320М (резервный); 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей;

9 – тройник; 10 – цементируочная головка; 11 – подводящая линия;

12 – автоцистерна

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта.
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).
- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1391 \text{ кг/м}^3, \quad (19)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 37,39) = 74,78 \text{ м}^3 \quad (20)$$

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

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

Таблица 29 – 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 техническими характеристиками ГНКТ (при использовании гибких НКТ)

Выбор способа и технические средства вызова притока.

Вызов притока путём замещения жидкости в эксплуатационной колонне. На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой. В скважину спущены НКТ до уровня перфорационных отверстий. Затрубное пространство обвязано с насосным агрегатом. В затрубное пространство закачивают жидкость меньшей плотности, которая создаёт гидростатическое давление меньше пластового. Жидкость из НКТ сливается в сборную ёмкость. Когда жидкость меньшей плотности достигнет забоя, начинают снижать подачу насосного агрегата, снижая гидродинамическую составляющую давления на пласт. При возникновении депрессии на пласт, пластовый флюид начинает поступая в скважину изливаясь через НКТ в сборную ёмкость. Величину депрессии регулируют плотностью лёгкой жидкости, а противодействие на пласт подачей насосного агрегата и диаметром НКТ.

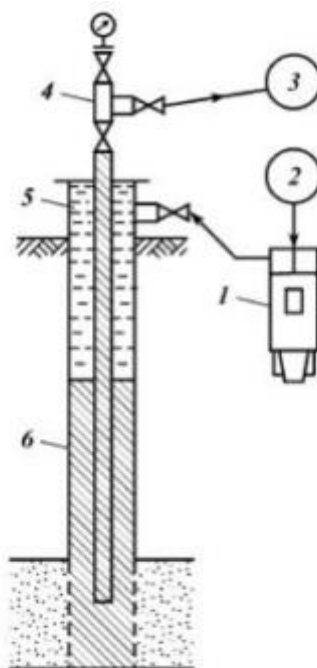


Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора:
 1 - насосный агрегат; колонна НКТ;
 2 - емкость для облегченной жидкости;
 3 - емкость для сбора бурового раствора;
 4 - фонтанная арматура; 5 - устье скважины; 6 - эксплуатационная колонна.

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 АФ5-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/250 ЭК-БМЧ. При проведении расчетов также учитывается проектируемый силовой верхний привод от предприятия SLC Group, масса которого составляет 9,8 т. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 3000/200 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ($Q_{бк} + Q_{свп}$)	92,62	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	$120 > 92,62$
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ($Q_{об} + Q_{свп}$)	108,244	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	$180 > 108,244$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	125,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/125,6 = 1,59 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

Геолого-технический наряд представлен в приложении Г.

3 Сравнение забойных телесистем СИБ-2.2 и СИБ-2.4

3.1 Введение

Забойная телесистема является одним из важнейших элементов КНБК при бурении любого интервала. Ориентирование забойной компоновки во время бурения, а также получение значений азимутального и зенитного угла для достижения запланированных геологических целей невозможно без использования телесистемы. Количество модификаций, разнообразия телесистем на нефтесервисном рынке России растёт из года в год, что приводит к необходимости осознанного выбора забойной телесистемы для достижения заданных целей с минимальными затратами и осложнениями в процессе бурения скважины.

Цель данной работы провести сравнительную характеристику систем инклинометрических буровых Сиб 2.2 и Сиб 2.4. Привести области применения и особенности каждой из телесистем, их плюсы и минусы при использовании в процессе бурения.

Характеристики, устройство и принцип работы системы инклинометрической буровой СИБ-2.2

Система СИБ-2.2 – забойная телеметрическая система с электромагнитным каналом связи. Широко используется при роторном и турбинном бурении наклонно-направленных и неглубоких горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири.

Система СИБ-2.2 обеспечивает:

- измерение, расчет и формирование инклинометрической (навигационной), технологической, технической, специальной и геофизической информации с помощью ПС
- передачу информации по силовому каналу данных от ПС в КНА в процессе бурения;

- регистрацию информации во флеш-памяти ПС;
- визуализацию и регистрацию полученной информации в реальном времени в КНА;
- накопление, хранение и обмен информацией КНА с дополнительным оборудованием;
- считывание информации из флеш-памяти после подъёма ПС.

Забойная телесистема Сиб 2.1 и её последующее поколение Сиб 2.2 пользуется большим спросом в текущей макроэкономической обстановке в мире: на фоне негативной динамики мировых цен на нефть и истощения запасов легко добываемой нефти – повышение технологического уровня приборостроения для строительства нефтегазовых скважин приобрело особую актуальность.

Инклинометрическая информация используется для контроля и управления строительством скважины в процессе бурения.

Условия эксплуатации ПС:

- температура окружающей среды от плюс 5 до плюс 105 °С;
- максимальное гидростатическое давление 60 МПа;
- максимальные растягивающие и сжимающие напряжения 1930 кН;
- максимальный вращающий момент, не более 40 кН*м;
- расход промывочной жидкости от 24 до 70 л/с;
- допустимая скорость вращения в составе компоновки буровой колонны 120 об/мин;
- максимальное содержание песка в буровом растворе, не более 1 %.

Условия эксплуатации КНА:

- температура окружающей среды от плюс 10 до плюс 45 °С;
- относительная влажность воздуха должна быть при плюс 30 °С, не более 90 %.

Система СИБ-2.2 состоит из двух частей:

- забойной части (прибора скважинного);
- наземной части (комплекта наземной аппаратуры).

Инклинометрическая информация используется для контроля и управления строительством скважины в процессе бурения. Технологическая информация (параметры G_{ex2} , G_{ex4} , F_{pi} , W) используется для выявления потенциально опасных режимов бурения. Техническая информация (параметры RPM , t_{127} , U , I) используется для контроля работы ПС. Специальная информация (синхроимпульс, маркер, достоверность) используется для приема, декодирования и оценки качества получаемой на поверхности информации. Геофизическая информация (параметр G_{am}) используется для измерения уровня фона естественного гамма-излучения пластов.

Устройство. МС, МИ и МГ подключенные последовательно друг к другу, условно называются блоком электронным (БЭ) прибора скважинного.

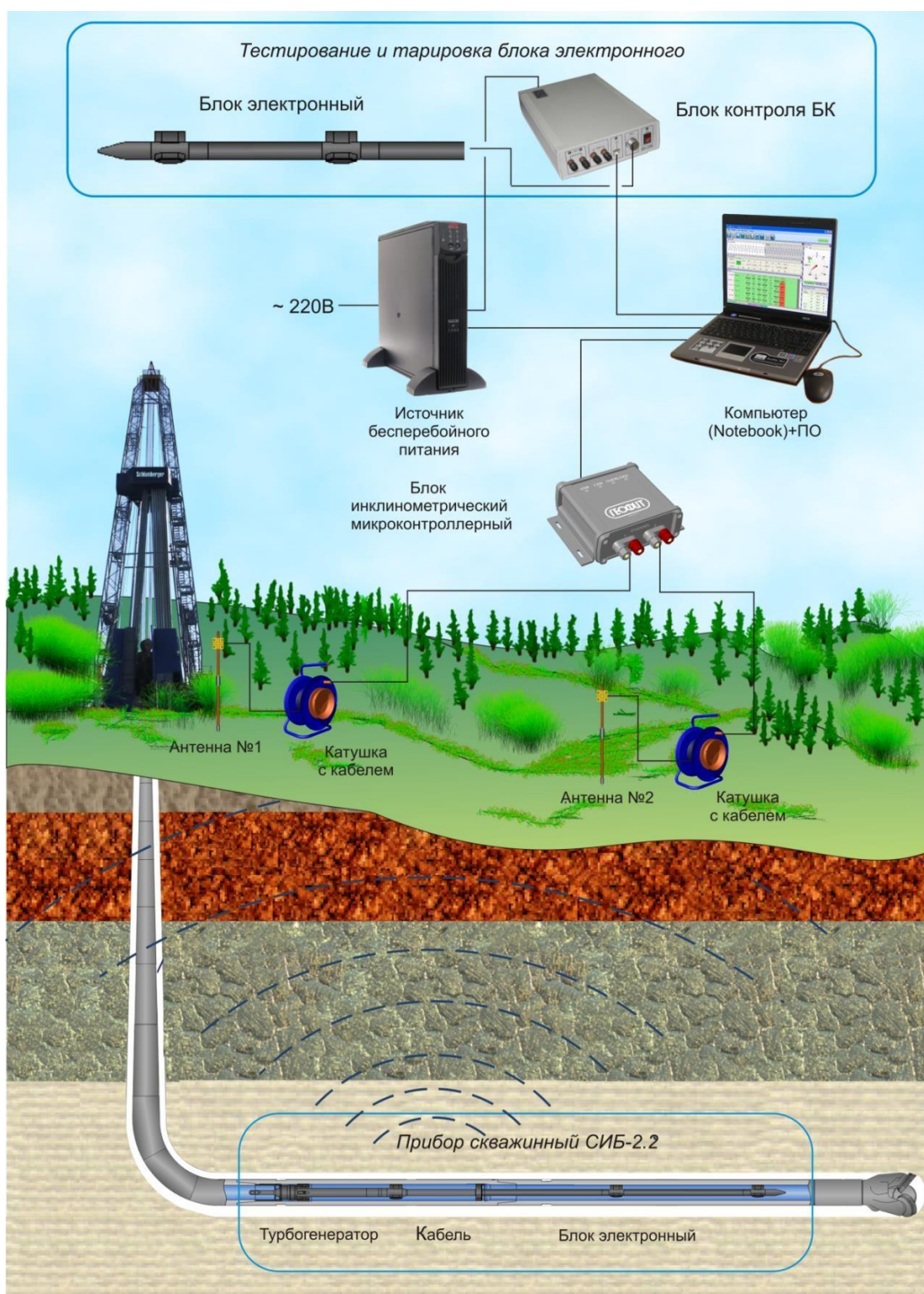


Рисунок 14 – Схематичный вид системы СИБ-2.2 при её эксплуатации

С помощью ПС в системе СИБ-2.2 формируются данные инклинометрических, технологических и технических параметров. Данные параметров сохраняются во флеш-памяти ПС. Часть данных преобразуется в модулированный электрический сигнал низкой частоты и передаётся от ПС в КНА по силовому каналу данных (СКД).

Торцевые части ПС электрически изолированы друг от друга и соединены соответственно с верхней и нижней частями буровой колонны. ПС формирует модулированный электрический сигнал между верхней и нижней частями буровой колонны, что вызывает ток, распространяющийся через породу. Часть тока, распространяющегося к поверхности, принимается антеннами КНА. Данные передаются от ПС в КНА пакетами. Начало пакета обозначается синхропосылкой, затем следуют номер пакета (маркер) и набор параметров, определяемый номером пакета. Поступающие в КНА данные регистрируются на компьютере и отображаются в окнах программы автоматизированного контроля и управления процессом бурения скважин SibReceiver.



Рисунок 15 – Принцип работы СКД [1]

Применение системы СИБ-2.2 позволяет в режиме реального времени передавать с забоя на поверхность параметры ПС (зенитный угол Incl, азимутальный угол Az, гравитационный и магнитный углы установки отклонителя ПС (GTF и MTF соответственно)).

Для определения зенитного угла Incl и гравитационного угла установки отклонителя GTF в системе СИБ-2.2 используются три одномерных акселерометра, ортогонально расположенных в корпусе модуля МИ. Акселерометры образуют ортогональную систему координат X, Y, Z.

Ось X направлена вдоль оси бурильной колонны. Акселерометры измеряют составляющие напряженности гравитационного поля Земли G_x , G_y , G_z . Проекции G_z и G_y измеряются в плоскости, перпендикулярной оси бурильной колонны. Проекция G_x измеряется в направлении оси бурильной колонны.

В качестве датчика напряженности магнитного поля применяется магнитометр.

Магнитометр измеряет составляющие напряженности магнитного поля V_x , V_y , V_z соответственно по координатам: X, Y, Z. Ось X направлена вдоль оси бурильной колонны. Проекции V_z и V_y измеряются в плоскости, перпендикулярной оси бурильной колонны. Проекция V_x измеряется в направлении оси бурильной колонны.

Навигационные параметры (зенитный угол, азимутальный угол, углы установки отклонителя, напряженности магнитного и гравитационного полей) вычисляются расчётным путём по значениям измеренных проекций (табл. 2).

Таблица 31 – Диапазон основных инклинометрических параметров, измеряемых системой СИБ-2.2 [1]

Параметр	Диапазон измерений	Точность	Разрешение
зенитный угол	от 0° до 180°	$\pm 0,15$	0,1
азимутальный угол	от 0° до 360°	$\pm 2,0$	1,0
угол установки отклонителя	от 0° до 360°	$\pm 2,0$	1,0

3.2 Характеристики, устройство и принцип работы системы инклинометрической буровой СИБ-2.4

Система СИБ-2.4 используется при турбинно-роторном бурении наклонно-направленных нефтегазовых скважин. Система СИБ-2.4 обеспечивает Сиб 2.4, как и её младший аналог Сиб 2.2 позволяет выполнять следующие задачи во время бурения:

- измерение, расчет и формирование инклинометрической (навигационной), технологической, технической, специальной и геофизической информации с помощью ПС;

- передачу информации по гидравлическому каналу передачи данных от ПС в КНА в процессе бурения;
- регистрацию информации во флеш-памяти ПС;
- визуализацию и регистрацию полученной информации в реальном времени в КНА;
- накопление, хранение и обмен информацией КНА с дополнительным оборудованием;
- считывание информации из флеш-памяти после извлечения ПС из скважины.

Инклинометрическая информация используется для контроля и управления строительством скважины в процессе бурения. Технологическая информация (параметры Gex2, Gex4, Fpi, W) используется для выявления потенциально опасных режимов бурения. Техническая информация (параметры RPM, t127, U, I,) используется для контроля работы ПС. Специальная информация (синхроимпульс, маркер, достоверность) используется для приема, декодирования и оценки качества получаемой на поверхности информации. Геофизическая информация (параметр Gam**) используется для измерения уровня фона естественного гамма-излучения пластов.

Таблица 32 – Диапазон основных инклинометрических параметров, измеряемых системой СИБ-2.4

Параметр	Диапазон измерений	Точность	Разрешение
зенитный угол	от 0° до 180°	±0,15	0,1
азимутальный угол	от 0° до 360°	±2,0	1,0
угол установки отклонителя	от 0° до 360°	±2,0	1,0

С помощью ПС в системе СИБ-2.4 формируются данные инклинометрических, геофизических, технологических и технических параметров. Данные параметров сохраняются во флеш-памяти ПС. Часть данных преобразуется в модулированный электрический сигнал низкой частоты и передаётся от ПС в КНА по гидравлическому каналу передачи данных (ГКД). Передача информации от забоя к устью осуществляется

формированием импульсов давления бурового раствора, циркулирующего в скважине в соответствии с рисунком 16.



Рисунок 16 – Устройство СИБ-2.4

На поверхности колебания давления преобразуются датчиком давления в электрический сигнал. Модуляция сигнала BPSK или QPSK.

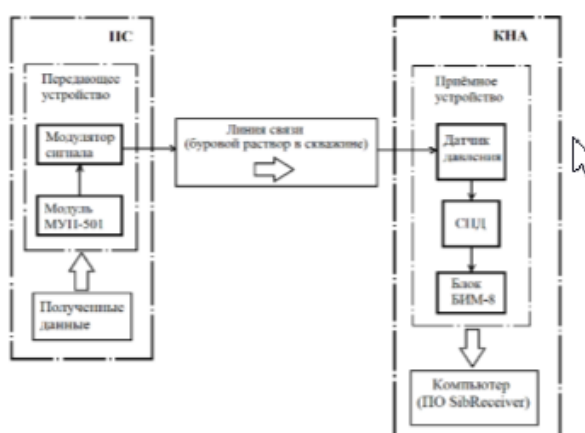


Рисунок 17 – Структурная схема системы СИБ-2.4

Данные передаются от ПС в КНА пакетами. Начало пакета обозначается синхропосылкой, затем следуют номер пакета (маркер) и набор параметров, определяемый номером пакета. Поступающие в КНА данные регистрируются на компьютере и отображаются в окнах программы автоматизированного контроля и управления процессом бурения скважин SibReceiver (далее – программа SibReceiver).

Применение системы СИБ-2.4 позволяет в режиме реального времени передавать из забоя на поверхность параметры ПС (зенитный угол Incl, азимутальный угол Az, гравитационный и магнитный углы установки отклонителя ПС (GTF и MTF соответственно)).

Для определения зенитного угла Incl и гравитационного угла установки отклонителя GTF в системе СИБ-2.4 используются три одномерных акселерометра, ортогонально расположенных в корпусе модуля МИ. Акселерометры образуют ортогональную систему координат X, Y, Z. Ось X направлена вдоль оси бурильной колонны. Акселерометры измеряют составляющие напряженности гравитационного поля Земли G_x , G_y , G_z . Проекция G_z и G_y измеряются в плоскости, перпендикулярной оси бурильной колонны. Проекция G_x измеряется в направлении оси бурильной колонны.

В качестве датчика напряженности магнитного поля применяется магнитометр. Магнитометр измеряет составляющие напряженности магнитного поля B_x , B_y , B_z соответственно по координатам: X, Y, Z. Координата X направлена вдоль оси бурильной колонны. Проекция B_z и B_y измеряются в плоскости, перпендикулярной оси бурильной колонны. Проекция B_x измеряется в направлении оси бурильной колонны.

Навигационные параметры (зенитный угол, азимутальный угол, углы установки отклонителя, напряженности магнитного и гравитационного полей) вычисляются расчётным путём по значениям измеренных проекций.

В системе СИБ-2.4 имеется возможность управления режимами работы ПС путем передачи с поверхности команд манипуляцией давлением буровыми насосами. При отсутствии циркуляции бурового раствора напряжение питания ПС отключается, при циркуляции происходит включение напряжения питания ПС. Манипулируя подачей бурового раствора, производится манипуляция включения питания ПС. ШКМБ 2.788.005 РЭ 9 Schlumberger-Private

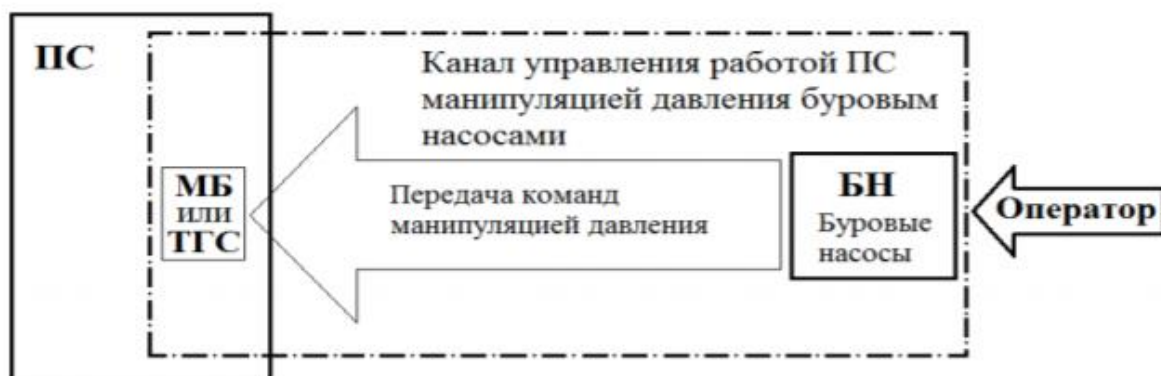


Рисунок 18 – Структурная схема, поясняющая процесс передачи оператором команд управления на ПС манипуляцией давления буровыми насосами

Рассмотрим основные плюсы и минусы каждого из поколения телесистем СИБ (таблица 29).

Таблица 33 – Сравнение забойных телесистем Сиб 2.2 и Сиб 2.4

	СИБ-2.2	СИБ-2.4
Преимущества	▪ Работа в условиях низких расходах бурового раствора, а также при нестабильной подачи промывочной жидкости; ▪ Высокая скорость передачи сигнала на забой (Частота при бурении кондуктора 10 Гц = 0,1с); ▪ Простота направленного бурения, и как следствие, уменьшенное время ориентирования; ▪ Предназначена для турбинно-роторного бурения; ▪ Коррекция намагниченности КНБК ▪ Неограниченное источником энергии время работы на забое; ▪ Возможность подключения аккумуляторного модуля взамен Генератора.	▪ Возможность бурить скважины с большой глубиной и большим отходом от устья скважины ▪ Нет помех при бурении; ▪ Высокая точность измерений; ▪ Возможность бурения горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием
Недостатки	▪ Ограниченная глубина бурения скважины с применением данной телесистемы (до глубин 2800-3000м); ▪ Частый отказ телесистемы: промыв ТГС (генератора питания телесистемы); ▪ Невозможность бурения в горных породах с высоким сопротивлением	▪ Увеличенное время в слайде при бурении: проблемы с ориентированием; ▪ Долгий выход статического замера (до 2 мин); ▪ Необходимо высокое качество насоса для работы с данным типом телесистемы;

В данной работе проведено сравнение, характеристики, устройство и принцип действия систем инклиметрических буровых СИБ-2.2 и СИБ-2.4. Каждая из телесистем имеет широкое применение при бурении в условиях Западной Сибири. Наиболее перспективной в условиях постоянного усложнения профилей и траекторий скважин является забойная телесистема Сиб 2.4.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Красноярского филиала АО «Сибирская сервисная компания» (КФ АО ССК)

4.1.2 Основные направления деятельности предприятия

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

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал. В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах РФ, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

В 2003 году в состав ССК входит ЗАО «Нефтепромбурсервис» («НПБС»), работающий на территории Томской области. На базе ЗАО «НПБС» с 01 января 2013 года начинает работать Томский филиал в его нынешнем виде. Основной профиль предприятия – бурение поисковых и разведочных скважин. На счету буровых бригад несколько параметрических скважин «пятитысячников». География деятельности сегодня – это еще и работа в ЯНАО и республике Коми. [1].

4.1.3 Организационная структура управления предприятием

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности.

В распоряжении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору.

Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику ИТС подчинены начальники смен ИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В ИТС входят четыре буровые бригады.

В состав буровой бригады входят:

- Буровой мастер – 2 чел;
- Помощник бурового мастера – 1 чел;
- Технолог – 2 чел;
- Бурильщик 7 разряда – 4 чел;
- Первый помощник бурильщика 6 разряда – 4 чел;
- Второй помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел;

- Третий помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел;
- Электрик – 4 чел;
- Слесарь – 2 чел;

На 01.09.2014. в ТФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек. Современная география работ представлена широко, как говорят в Сибирской сервисной компании: от Волги до Енисея! Это крупные подразделения в Самарской области, Нефтеюганске, Стрежевом, Томске, Красноярске. Также ССК имеет два технологических филиала – Управление цементирования скважин и филиал „Буровые растворы“.

В компании 48 буровых бригад и 51 бригада освоения и ремонта скважин, 7 бригад резки боковых стволов. Объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения ежегодно составляет более миллиона метров в год. [2].

Организационная структура ТФ АО ССК на рисунке 1.

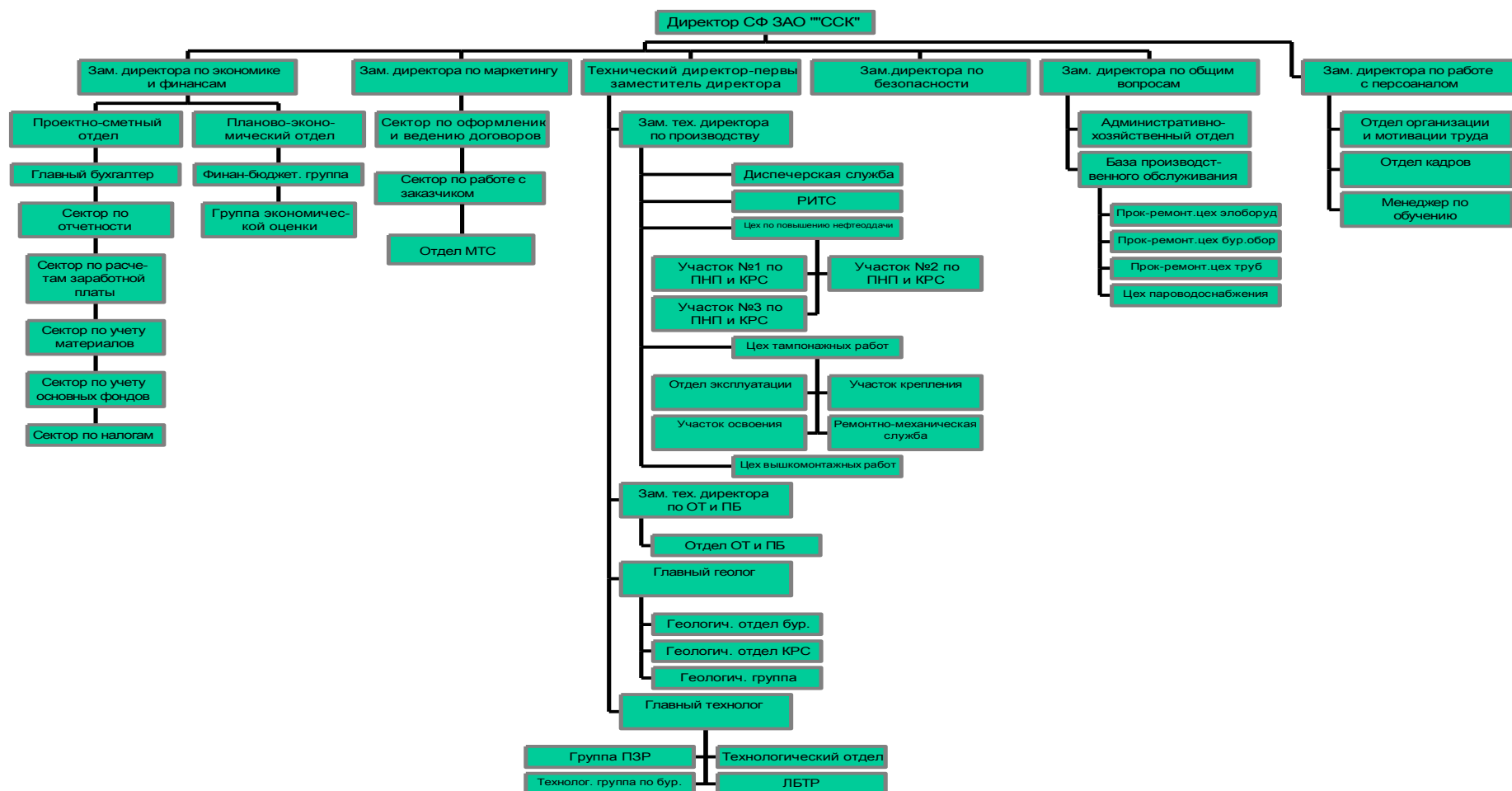


Рисунок 20 – Организационная структура СФ АО ССК

4.1.4 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.1.5 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [3].

Определим продолжительность вышкомонтажных работ согласно нормам [4]:

- Сборка основания вышечного блока – 70,5 часа;
- Монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа;
- Сборка вышки – 160 часов;

- На монтаж бурового, силового оборудования
привышечных сооружений – 110 часов;
- Сборка насосного блока – 287,4 часа;
- Монтаж буровой установки – 91,4 часа;

$$\sum T_{\text{мон}} = 70,5 + 173,4 + 160 + 110 + 153,8 + 91,4 = 759,1 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 62 часа или 2,6 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (1):

$$T_{\text{Б1}} = T_{\text{Б1}} \cdot h, \quad (21)$$

где $T_{\text{Б1}}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров [5].

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

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \quad (22)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{(N_{\text{ПОД}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \quad (23)$$

где $N_{\text{СП}}$, $N_{\text{ПОД}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{\text{СП}}$, $T_{\text{ПОД}}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Так для интервала под кондуктор, как для первого интервала, количество спускаемых свечей равно 60,

для интервала под техническую колонну – 69 свечей, под эксплуатационную колонну – 114 свечей.

Рассчитанное время СПО приведено в таблице 1.

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ».

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин».

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спускоподъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 10,8 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч}$$

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Красноярского края приведена в таблице 1.

4.1.6 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{м}} = \frac{H}{t_{\text{м}}} = \frac{2735}{272} = 10,06 \text{ м/ч}, \quad (24)$$

где H – длина скважины, м; t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}} = \frac{2735}{272 + 35} = 8,91 \text{ м/ч}, \quad (25)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{2735 \cdot 720}{427,29} = 6,4 \text{ м/ст. мес}, \quad (26)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2735}{3} = 912,0 \text{ м}, \quad (27)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 759,1 часов или 31,6 суток.

Календарное время бурения 427,29 часов или 17,8 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Красноярского края приведен в приложении Г.

Таблица 34 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	утки	Месяцы											
											0	1	2
1.Вышко монтаж	1,6												
2.Бурени е	7,8												
3.Испыта ние	0,4												

4.2.1 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [6] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Г.

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

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 59,8 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. Тогда стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 23280 руб. в ценах 1984 года.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 25% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Красноярского края этот индекс составляет на апрель 2018 года 209,5 [7].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении В.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{311\,402\,092 - 40\,263\,773}{3898,64} = 69546,9 \text{ руб/м.}$$

5 Социальная ответственность

5.1 Характеристика объекта исследования и область его применения

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении Красноярского края. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин и прочим сервисом в сфере бурения скважин.

5.1.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Строительство скважин является достаточно специфичным видом деятельности и имеет такие особенности как исключительно вахтовый метод

работы и определенные ограничения на список лиц, допущенных к его осуществлению.

Так глава 47 трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [1] определяет множество аспектов, касающихся бурения скважин. В статье 298: «Ограничения на работы вахтовым методом» говорится, что к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до 18 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. Также эта глава регулирует продолжительность вахты, учет рабочего времени, режим труда и отдыха, гарантии и компенсации.

Согласно постановлению правительства Российской Федерации от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [2] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

5.1.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады по большей части выполняется стоя, однако на сегодняшний день в связи с широким обновлением парка буровых установок все большая часть элементов управления концентрируется в одном месте, что позволяет выполнять работу сидя. Тем не менее, эти изменения касаются только места работы бурильщика. Таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [3]. На буровых установках нового поколения рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов

безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [4].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для выбора факторов был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [5]. Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 1 в Приложении 1 [6-19].

5.2.2 Вредные и опасные факторы при строительстве скважины: мероприятия по снижению их воздействия

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого должны соответствовать климатическому региону. Также в зависимости от температуры воздуха, скорости ветра и вида выполняемых работ определяется допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытой территории. Так для Томской области (II климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре минус 20°C и производстве работ средней тяжести

составляет 84 минуты, при этом число 10 минутных перерывов для обогрева составляет 6 за смену [14].

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [21]. При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [14].

Превышение уровней шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования, он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [7]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [15] и ГОСТ 12.1.029-80 [16] соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

Превышение уровней вибрации. Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать 0,4 м/с² для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» [9].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины

пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [17]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются СИЗ и коллективные средства защиты. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [13]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [8]. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан CH_4 (содержится в попутном газе) – 300 мг/м^3 ; нефть – 10 мг/м^3 ; сероводород H_2S в присутствии углеводородов ($\text{C}_1\text{--C}_5$) – 3 мг/м^3 ; сернистый газ (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 ; оксид углерода (CO) (4 класс опасности) – 20 мг/м^3 [17].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [7]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18]. Они должны иметь следующие значения: роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми. Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных заболеваний.

Ответственность за обеспечение безопасных и здоровых условий труда при проведении работ в природных очагах клещевого энцефалита возлагается на непосредственных руководителей работ и на каждого сотрудника. Для отпугивания или уничтожения клещей и других насекомых применяют диэтилтолуамид, акреп, пиретроиды, альфаметрин и др. Присосавшихся к телу клещей следует немедленно удалить, стараясь не оторвать погруженный в кожу хоботок, ранку продезинфицировать раствором йода и обратиться в медицинское учреждение для решения вопроса о необходимости специфической профилактики [19].

5.2.3 Опасные производственные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при не выполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности. Могут стать причиной возникновения механических травм, например переломов.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18].

Кроме того, необходимо: проводить своевременно инструктажи по технике безопасности; при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ; весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ согласно нормам «Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды», утвержденных приказом Минтруда России, №1110н, 22.12.2015 г [20].

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства [10].

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 [18] должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Электрический ток. Проявление фактора возможно при прикосновении к незаизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [21], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [22]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением; применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки; применение изолирующих, СИЗ при обслуживании электроустановок; допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV [23].

Пожаро- и взрывоопасность. Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины, разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом; хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года) [24], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям, представленным в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности» [18].

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [19].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением, они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций. Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо: исключить наличие источников возгорания; исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м³ [26]. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. % [27]; согласно «Правилам безопасности в

нефтяной и газовой промышленности» [25] все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление.

Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка. Расчет молниезащиты представлен в приложении 2

Расположение рабочего места на значительной высоте. Возникает в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций. Может стать причиной возникновения механических травм, например переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [25].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ вредных факторов на окружающую среду

Учитывая, что нефтяная промышленность является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 2 в Приложении 1.

5.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Защита атмосферы. Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются использующиеся двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте, атак же выбросы с факелов. Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.3532-18 устанавливаются ПДК для различных

химических веществ и контролируются на практике. Все работы по охране атмосферы проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.2.03 – 87.

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

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

Защита гидросферы. Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Защита литосферы. На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит

засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [32]. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия: удаление обустройств скважин, строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке; засыпка резервуаров и планировка поверхности; выполнение необходимых мелиоративных и противозерозионных работ; покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско-подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности

жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

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

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине [25, 29].

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой [25].

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины, с длиной по стволу 2735 метров на нефтяном 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 СВП под отбор керна и герметизации устья так как скважина характерна аномально-высоким пластовым давлением, а также винтовой забойный двигатель для бурения интервалов под кондуктор, техническую и эксплуатационные колонны.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. Направление не проектируется из условия того, что четвертичные породы отсутствуют. В связи с несовместимостью по условию бурения проектируется спуск промежуточной колонны на глубину 1657 м по стволу, кондуктор спускается на глубину 1451 м, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора.

Эксплуатационная колонна дополнительно подвергается проверке на герметичность методом снижения уровня жидкости. Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем спроектирована с учетом экономической эффективности, которая достигается за счет уменьшения толщины обсадной колонны, не теряя своих требуемых характеристик на определенном интервале, также обеспечивается прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна. Спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. В силу требуемой герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

Особая роль отводится кернаотборным снарядам и бурильным головкам, так как от них будет зависеть качество и объем выноса керна. При проектировании скважины проектируются бурильная головка БИТ215,9/100 и трехсекционный кернаотборный снаряд, способные отбирать керна в один рейс, что экономит время на СПО.

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 было проведено сравнение, характеристики, устройство и принцип действия систем инклиметрических буровых СИБ-2.2 и СИБ-2.4. Каждая из телесистем имеет широкое применение при бурении в условиях Западной Сибири. Наиболее перспективной в условиях постоянного усложнения профилей и траекторий скважин является забойная телесистема Сиб 2.4.

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. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. ШКМБ 2.788.004 РЭ1. Система инклинометрическая буровая СИБ-2.2 Руководство по эксплуатации. Часть 1 // ред. Schlumberger-Private.-2019.-с.78
5. ШКМБ 2.788.005 РЭ-ЛУ. Система инклинометрическая буровая СИБ-2.4. Руководство по эксплуатации. // ред. Schlumberger-Private.- 2019. -с.69
6. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.
7. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 08.06.2017).
8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2017).
9. Булатов А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для ВУЗов/ Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003 – 1007 стр.;

10. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.
11. Лукьянов В.Т., Вевода Р. Б. Заканчивание скважин: - М: "Недра", 1989. - 205 стр.
12. Yanovsky V.A., Andropov, M.O., Fakhislamova R.S., Churkin R.A., Minaev K.M., Ulyanova O.S. Rheological properti esofinverse emulsion stabilized bye than olamidesoftall oil fatty acids // MATEC Web Conf., 2016. – Vol. 85. – pp.
13. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200;
14. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин»;
15. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
16. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
17. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
18. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
21. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

22. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
23. СП 52.13330.2011 *Естественное и искусственное освещение.*
24. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
25. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
26. ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества
27. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
29. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
30. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности.
31. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
32. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
33. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
34. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
35. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

36. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

37. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

38. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Индекс	Элементы залегания, падения пластов на подошве		Коэффициент кавернозности
				Угол	Азимут	
0	455	Пермо-карбон	P-C	0°00'		1,30
—	—	Кембрий	E	—	—	—
—	—	Нижний-средний	E ₁₋₂	—	—	—
455	650	Литвинцевская свита	E ₁₋₂ 1:t	0°30'	—	1,30
650	1045	Ангарская	E ₁₋₂ an	0°30'	—	1,30
1045	1105	Бугайская	E ₁ bul	1°30'	—	1,25
1105	1305	Верхнебельская п/св.	E ₁ bls ₂	1°30'	—	1,25
1350	1645	Нижнебельская	E ₁ bls ₁	1°30'	—	1,20
1645	2140	Усальская	E ₁ us	1°30'	—	1,20
2040	2080	Осинский горизонт	E ₁ us (os)	—	—	—
—	—	Венд	V	—	—	—
2140	2205	Тэтэрская	V-ttr	1°30'	—	1,15
2205	2310	Собинское	Vsb	1°30'	—	1,15
2310	2440	Катаганская	Vktq	1°30'	—	1,15
2440	2535	Оснобинская	Vos	1°30'	—	1,15
2535	2850	Ванаварская	Vvn	1°30'	—	1,20

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс страт. подр.	Интервал		Название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, %	Твердость	Абразивность	Пластичность	Тип пород
	от	до								
P-C	0	455	Долериты Алевриты Аргиллиты Угли	2,80 2,0-2,5 2,3-2,5 2,4-2,6	- - - -	- - - -	5-8	6,5-9,5	6 до б/н	СЗ-ТЗ
E ₁₋₂ lit	455	650	Долериты Известняки Доломит Мергели	2,86 2,60 2,60 2,60	- 4,33 - -	- 0 - -	4,5-5,5	3,5-5	2-6	СЗ
E ₁ an	650	1045	Доломит Каменная соль	2,73 2,20	3,51 0,1	0 0	3	2	2-6	СЗ
E ₁ bul	1045	1105	Доломит	2,76	3,1	0,12	6,5-7,5	4,5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E ₁ bls ₂	1105	1350	Доломит Каменная соль	2,73 2,58	2,73 0,62	1,03 0,01	4,5-6,5	3,5-5,5	2-6	СЗ
E ₁ bls ₁	1350	1645	Доломит Известняк Каменная соль	2,72 2,72 2,58	4,29 0,94 0,62	1,06 0,65 0,01	5-7,5	5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E ₁ us	1645	2140	Доломит Каменная соль	2,61 2,17	1,9 0,1	1,1	5-6,5	4-5,5	2-6	СЗ-ТЗ
V-E ₁ tt	2140	2205	Доломит	2,83	1,59	0,01	6,5	4,5	2-6	СЗ-ТЗ
V sb	2205	2310	Доломит	2,77	2,65	0,63	6,5-8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V ktg	2310	2440	Доломит глин. Доломит ангидрит	2,71 2,58 2,62	2,7 6,95 50,9	0,13 0,29 0,7	6,5-8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V osk	2440	2535	Доломиты	2,56	6,31	9,9	5-6,5	4-6,5	2-6	СЗ-ТЗ
V vn	2535	2850	Алеврит Аргиллит Песчаник	2,56 2,58 2,62	1,4 1,4 22	1,9 0,3 0,7	4-7	6-9	1.1-5	ТЗ- ТКЗ

Таблица А.3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
P-C	0	80	Обвал стенок скважины	Прихват инструментов в результате осыпания слабосцементированных пород.
P-C	80	455	Кавернообразование	Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты при бурении слабосцементированных терригенных пород, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ an	850	1045	Кавернообразование в интервалах залегания соли	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ bls ₂	1105	1350	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения.
E ₁ us	1645	2140	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Увеличение объема и изменение параметров промывочной жидкости при прохождении трещиновато-кавернозных водонасыщенных пород осинского горизонта.
V vn	2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование	Прихват при бурении аргиллитов, склонных к выкрашиванию и осыпанию. Разгазирование, перелив, выбросы промывочной жидкости, пленка нефти, фонтанирование при создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины (катастрофическое поглощение, нарушение технологии бурения).

Приложение Б

Проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и заканчивания скважин

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

Тип профиля	S-образный; с вертикальным участком на конце										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				2670		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				0,3015	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				2590		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				20,000	
Отход скважины, м				500		Зенитный угол в конце участка падения угла, град				0	
Длина первого участка стабилизации, м				50		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				0	
Длина третьего участка стабилизации, м				980							
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м				50							
Длина участка под зумпф, м				30							
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	50,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	50,00	50,00
2	50,00	700,00	650,00	0,00	114,61	114,61	20,000	20,000	50,00	713,39	663,39
3	700,00	980,00	280,00	114,61	216,52	101,91	20,000	20,000	713,39	1011,36	297,97
4	980,00	2590,00	1610,00	216,52	500,41	283,59	0,000	0,000	1011,36	2654,53	1643,17
5	2590,00	2670,00	180,00	500,41	500,41	500,41	0,000	0,000	2654,53	2734,53	80,00
Примечание — Интенсивность падения зенитного угла на 4 интервале рассчитана в автоматическом режиме и составляет 0,1217град/10 м, длина этого участка стабилизации, указанная в таблице, определена аналогично.											

Приложение В

КНБК

Таблица В.1 – КНБК для бурения интервалов

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–1400 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	393,7 (15 1/2) FD816МН Волгабурмаш	0,435	393,7	-	3-152	Ниппель	0,18
2	Переводник М152хМ171	0,517	225	100	3-152	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
3	КЛС-393,7 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
5	Sperrydrill 11-1,41 6:7	10,58	268,5	-	3-171	Ниппель	3,262
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,777	203	78	3-171	Ниппель	0,044
					3-171	Муфта	
8	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-171	Ниппель	4,72
					3-171	Муфта	
9	Переводник П 3-133/171	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
10	НУБТ 172*83 Д	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,6
					3-133	Муфта	
11	Переводник П 171/133	0,536	203	95	3-133	Ниппель	0,049
					3-171	Муфта	
12	УБТС203Х100	24	203	100	3-171	Ниппель	5,160
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Переводник П 133/171	0,532	203	105	3-171	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
14	ТБПК-127х9,19 Л	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	43,420
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (1400–1600 м)							
1	295,3 (11 5/8) FD516МН Волгабурмаш	0,42	295,3	-	3-152	Ниппель	0,093
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	-	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СЗ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР1-240.3/4.60	9,72	240	-	3-171	Ниппель	2,072
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-171/171	0,517	203	90	3-171	Ниппель	0,0743
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203РС	0,375	240	-	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-171	Ниппель	0,105
					3-171	Муфта	
8	Переводник Н171хН171	0,525	225	101	3-171	Ниппель	0,0989
					3-171	Ниппель	
9	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-171	Муфта	4,72
					3-171	Муфта	
10	Переводник М171хН171	0,55	225	100	3-171	Ниппель	0,0859
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Немаг. УБТ	16,6	203	127	3-171	Ниппель	1,466
					3-171	Муфта	
12	Переводник П-171/152	0,525	203	95	3-171	Ниппель	0,0989
					3-152	Муфта	
13	К 295 СЗ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
						Муфта	
14	Переводник П-163/152	0,538	229	89	3-152	Ниппель	0,095
					3-163	Муфта	
15	УБТС2-203	12	203	80	3-163	Ниппель	2,658
						Муфта	
16	Переводник П-163/133	0,538	229	101	3-163	Ниппель	0,95
					3-147	Муфта	
17	УБТС2-178	32	178	71	3-147	Ниппель	4,992
					3-147	Муфта	
18	Переводник П-133/147	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
19	ТБПК-127х9,19 Л	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	48,973
						Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1600–2670)							
1	III 190,5 мм (7 1/2) ТКЗ-ЦВ V-С63Z-R1261 УралБурМаш	0,35	190,5	-	3-117	Ниппель	0,029
2	К 190,5 ТКЗ	0,5	190,5	70	3-117	Муфта	0,074
						Ниппель	
3	Переводник П-117/133	0,457	178	58	3-117	Муфта	0,03
					3-133	Ниппель	
4	ДГР-165.7/8.49	8,652	166	-	3-133	Муфта	1,015
					3-133	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-165	0,34	172	66	3-133	Ниппель	0,015
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Переливной клапан ПК-165РС	0,67	176	55	3-133	Ниппель	0,039
					3-133	Муфта	
7	ТБТН-К 168*90	12	168	90	3-133	Ниппель	2,072
					3-133	Муфта	
8	Переводник П-147/133	0,64	167	73	3-133	Ниппель	0,02
					3-147	Муфта	
9	Телесистема ЗТС МРТ АТ-3-172	4	172	87	3-147	Ниппель	0,4
					3-147	Муфта	
10	УБТС1-178	56	178	80	3-147	Ниппель	9,912
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0461
					3-133	Муфта	
12	Яс гидравлический SJ-172	5,6	172	70	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
13	ТБПК-127х9,19 Л	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	102,196
					3-133	Муфта	

Таблица В.2 – КНБК под интервал отбора керна

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2585–2645 м)							
1	190,5 FD 366SM-A132	0,2	215,9	100	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд КИ 7.1 178/100	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	ТБПК-127х9,19 Л	До устья	127	82,6	3-162	Ниппель	95,185
						Муфта	

Таблица В.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	2735	ТБПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-133	2621	81,84	96,62	1,62	1,7

Таблица В.4 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2735 м

Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	До					
0	1451	1451	393,7	-	1,28	226,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 6,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 134,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 5,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 310,8
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 418,5
Тех. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1451	1657	206	295,3	306,9	1,2	151,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 62,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 235,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 242,2
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 6,5
Эксп. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1657	2735	1078	190,5	228,7	1,17	119,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 53,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 7,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 178,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 305,6
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 126,9

Таблица В.5 – Результаты расчеты потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Кондуктор		Тех. Колонна		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
M-I WATE	утяжелитель	1000	397243	397	–	–	–	–	397243	397
SODA ASH	Регулятор Ph	25	548	21	–	–	288	11	559	33
DUO-TEC†	структурообразователь	25	-		–	–	1961	78	1961	78
M-I GEL† SUPREME	структурообразователь	1000	87740	87	–	–	–	–	87740	87
POLYPAC- R	Понизитель фильтрации ВВ	25	5483	219	–	–	–	–	5483	219
POLYPAC† SUPREME UL	Понизитель фильтрации НВ	25	8774	350	–	–	4614	184	13388	535
Септор БДУ- 500	Бактерицид	50	–	–	–	–	230	4	230	4
ULTRAFREE- L	ПАВ, смазывающая добавка	100	19741	197	–	–	10383	103	19845	301
K-52†	Ингибитор глин	25	–	–	–	–	17306	692	17306	692

Продолжение таблицы В.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
SILDRIL-L (жидкий силикат натрия)	Ингибитор глин	100	–	–	–	–	2307	23	2307	23
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	–	–	–	–	23074	23	23074	23
BUBBLE BUSTER	пеногаситель	25	438	17	–	–	230	9	668	26
SALT (натрий хлор)	Предотвращение растворения солей	25	32902	1316	17398	695	–	–	50300	2012
Гламин	Структурообразователь	25	–	–	3082	123	–	–	3082	123
МК-3	Понизитель фильтрации	1000	–	–	13359	13	–	–	13359	13
СМЭГ	Смазочная добавка	190	–	–	16442	86	–	–	16442	86
МР-4	Утяжелитель, закупоривающий материал	1450	–	–	108447	74	–	–	180447	74
Катамн АБ	Бактерицид	25	–	–	23	1	–	–	23	1
Полидеформ	Пеногаситель	200	–	–	2772	13	–	–	2772	13
Формиат натрия	Утяжелитель	1000	–	–	462439	462	–	–	4624396	462
Основа ГС	Гидрофобизирующая жидкость	25	–	–	13359	534	–	–	534	534

Приложение Г

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Г.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	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вышкомонтажные работы	—	—	—	—	—	—	—	—	—	759,1
Подготовительные работы к бурению	—	—	—	—	—	—	—	—	—	62
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) – 5 мин после свечи Наращивание (ЕНВ) – 3 мин/св Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) – 5% Итого:	393,7 (15 1/2) FD816МН	0	1451	1400	20	1400	1	70,0	0,64	70 4,92 5,8 0 2,0 3,0 1,0 48,00 6,59 138,5
Бурение под тех. колонну Промывка (ЕНВ) – 5 мин после свечи Наращивание (ЕНВ) – 3 мин/св Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) – 5% Итого:	295,3 (11 5/8) FD516МН	1451	1657	206	15	206	1	17,8	2,51	17,8 0,75 6,97 0 0,5 2,0 2,5 45,0 6,0 3,45 72,45

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под экс. колонну	III 190,5 мм (7 1/2) TK3-ЦВ V-C63Z- R1261	1657	2735	1078	7	1078	1	154	10,66	154
Промывка (ЕНВ) – 5 мин после свечи										3,74
Наращивание (ЕНВ) – 3 мин/св										11,4
Смена долот (ЕНВ)										0,0
ПЗР к СПО (ЕНВ)										2,0
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,0
Установка и вывод УБТ за палец										1,0
ПГИ (ЕНВ)										15,00
Ремонтные работы (ЕНВ) – 5%										9,57
Смена вахт (ЕНВ)										1,3
Итого:										201,1

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Кондуктор		Тех. колонна		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%		-	–	175,6	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,05	6,9095	1,19	164,45	4,96	685,4
Социальные отчисления, 30%		–	–	–	–	2,35	-	55,91	–	233,04
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%		-	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	–	–	0,05	0,72	1,19	17,14	4,96	71,42
Социальные отчисления, 30%		-	–	–	-	0,24	-	5,83	-	24,28
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,64	1,19	300,9	4,96	1254,19
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,05	71,65	1,19	1705,27	4,96	7108,68
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	–	–	–	–	1,19	267,27	4,96	1114,02
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,19	110,26	4,96	459,6
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	–	–	0,27	2,04	2,1	15,83	4,96	37,4
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,4 8	–	–	0,27	40,36	2,1	313,9	4,96	741,42
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,1	–	–	–	–	–	–
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,9 3	–	–	0,27	29,14	2,1	226,65	4,96	535,33
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,6 8	0,05	1,7	1,19	40,36	8,19	277,8
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,05	5,02	1,19	119,48	8,19	822,28
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,27	1,49	2,1	11,61	4,96	27,43
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,2 9	4	677,1 6	0,05	8,46	1,19	201,45	8,19	1386,49
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	–	–	17	1281,8	22	1658,8	-	-
Сода каустическая	т	875,2	–	–	0,2	175,04	0,2	175,04	0,3	262,56
Сода кальцинированная марки	т	183,3	–	–	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33
KCl	т	215,6	–	–	-	-	-	-	20	4312
Polypac R, Polypac ELV	т	983	–	–	0,5	491,5	0,5	491,5	0,2	491,5
Realub, SAPP	т	1054, 1	–	–	–	–	–	–	5	5270,5
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	–	–	10	1986	10	1986	10	1986
Ectazan-C, Праестол	т	1491, 2	–	–	-	-	0,5	745,6	0,5	745,6

Окончание таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	–	–	–	–	11,2	186,8	10,6	176,8
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	–	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			–	9647,3		4697,4		9506,9	–	28818,3
393,7 (15 1/2) FD816MH	шт	2686,4	–	–	0,14	376,1	–	–	–	–
295,3 (11 5/8) FD516MH	шт	4852,7	–	–	–	–	0,3	1455,8	-	-
III 190,5 мм (7 1/2) ТКЗ-ЦВ V-C63Z-R1261	шт	5234,4	–	–	–	–	–	–	0,86	4501,58
Калибратор 295,3	шт	458,9	–	–	-	-	0,4	183,6	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	–	–	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63
Транспортировка долот	т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	–	–	0		473,05		1767,75		5189,36	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	–	–	9647,34		5170,47		11274,64		34007,61	
Всего по сметному расчету, руб										

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,9025	193,2794	3,71	794,5336	7	1499,12
Социальные отчисления, 30%		–	–	57,98382	–	238,3601	–	449,736
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	0,9025	16,19988	3,71	66,5945	7	125,65
Социальные отчисления, 30%		–	–	4,859963	–	19,97835	–	37,695
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,86	0,9025	20,63115	3,71	84,8106	7	160,02
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	236,71	0,9025	213,6308	3,71	878,1941	7	1656,97
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,9025	1293,283	3,71	5316,43	7	10031
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,9025	378,5085	3,71	1555,974	7	2935,8
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	0,9025	134,9057	3,71	554,5708	7	1046,36
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	107,93	0,9025	97,40683	3,71	400,4203	7	755,51
Эксплуатация ДВС	сут	10,9	0,9025	9,83725	3,71	40,439	7	76,3
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,9025	90,611	3,71	372,484	7	702,8

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,1 2	0,9025	175,1933	3,71	720,1852	7	1358,84
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,9025	16,606	3,71	68,264	7	128,8
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,9025	30,6128	3,71	125,8432	7	237,44
Башмак колонный БК-324	шт	85,5	1	85,5	–	–	–	–
Башмак колонный БК-245	шт	65	–	–	1	65	–	–
Башмак колонный БК-146,1	шт	45,5	–	–	–	–	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	–	–	18	457,2	–	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	–	–	–	–	84	1570,8
ЦОКДМ-324	шт	125,6	1	125,6	–	–	–	–
ЦКОДМ-245	шт	113,1	–	–	1	113,1	–	–
ЦКОД-146,1	шт	105	–	–	–	–	1	105
Продавочная пробка ПП-324	шт	80,5	1	80,5	–	–	–	–
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ППЦ-146-146,1	шт	30,12	–	–	–	–	1	30,12
ПХЦ31 127/178	шт	700	–	–	–	–	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт	3960	1	3960	–	–	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320	–	–	1	3320	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-146,1	шт	2980	–	–	–	–	1	2980
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	7034,40 9	–	15423,94	–	26064,821	-
Затраты, зависящие от объема работ				–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324х9,5	руб/м	80,17	1451	8017	–	–	–	–
Обсадные трубы 245х7,9	руб/м	30,32	–	–	1657	26678,57	–	–

Окончание таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Обсадные трубы 146,1х8,1 Е	руб/м	47,57					2735	118925
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150	т	30,82	1,56	48,0792	33,34	1027,539	19,2	591,744
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-О6 (4-6)-100	т	33,1	–	–	–	–	38,8	1284,28
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,9 9	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	1,56	9,3756	33,34	200,3734	58	348,58
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,6716666 67	60,84867
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	–	–	–	–	1	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	–	–	–	–	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	–	–	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,02	37,8952	57,91	1086,392	124,9	2343,124
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,28
Транспортировка вахт, руб								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	15680,6 1	–	44907,31	–	172619,45	–
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб								
Всего по сметному расчету, руб								

Таблица Г.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19866618
3.2	Крепление скважины	264 880	54088593,91
	Итого по главе 3	362 170	73955211,91
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	140 337	28 656 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	155 289	31 710 013
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	56 920,54	11 623 174,83
	Итого по главе 5	56 920,54	11 623 174,83
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 194,3	2 438 801,4
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	47 927,64	9 786 824
	ИТОГО прямых затрат	920 887,66	188 045 260,63
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	230 221,92	47 011 315
	Итого по главе 7	230 221,92	47 011 315
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	92 088,77	18 804 526,06
	Итого по главе 8	92 088,77	18 804 526,06
	ИТОГО по главам 1-8	1 243 198,34	253 861 101,85
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	304 583,59	10 152 380,36
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	54 700,73	1 183 284,64
9.3	Северные надбавки 2,98%	37 047,31	1 234 860,96
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Красноярска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	464 361	35 713 267
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2486,4	507 722

Окончание таблицы Г.4

1	2	3	4
	Итого по главе 10		
12	Глава 12		
12. 1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10	85 502	14 305 339
	Итого по главе 12	85 502	14 305 339
	ИТОГО	1 795 549	304 387 432
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	304 387 432	
	НДС 20%	60 877 486,4	
	ВСЕГО с учетом НДС 20%	365 264 918	

Приложение Д

Таблица Д.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [6]	Этапы работ			Нормативные документы
	урен ие	аканч ивани е	ксплу атаци я	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [7] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [8] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [9] ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [10] СП 60.13330.2016 [11] ГОСТ 12.4.034-2017 ССБТ [12] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [13] Р 3.5.2.2487—09 [14] РД 10-525-03 [15] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16] СО 153-34.21.122-2003 [17] ПП РФ №316 [18] ГОСТ 12.1.044-2018 ССБТ [19]
2. Превышение уровня шума и вибрации	+	+	+	
3. Повышенная запыленность и загазованность	+	+	-	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	-	-	
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	
6. Поражение электрическим током	+	+	+	
7. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	

Таблица Д.2 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2. Соблюдение нормативов отвода земель; 3. Рекультивация земель.

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия

Приложение Б

Геолого-технический наряд
на бурение скважины глубиной 2735 метров

Цель бурения – эксплуатация
Проектный горизонт – Ванабарская свита
Проектная глубина – 2670 метров
Вид скважины – наклонно-направленная

Оборудование
Буровая установка – БУ-3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы – 5х6
Лебедка – ЛБУ-750 Э-СНГ
Ротор – Р-700
СВП – TDS-11SA
Насосы – УНБТ-950 2 шт.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ									
Глубина	Система	Плоск	Свита	Литология	Мощность	Краткое описание литологий	Р пл/Р др, МПа	Отбор керна	Конструкция скважины по вертикали (по стволу)			Возможные осложнения	Параметры бур. р-ра (плотность, усл. вязкость, водородная, СН ₄ , РН)	Тип и размер долота	Тип заб. двигателя	Интервалы и режимы бурения L – проходка на долото, м, частота вращения, об/мин, G – нагрузка на долото, т, Q – производительность насоса, л/с	Примечания		
									323,9	244,5	146,1								
455	ПЕРМО-КАРБОН					455	Долериты, Алевролиты, Аргиллиты, Угли	5,46/ 6,83	Отбор керна не производится				осыпи и обвалы	Кавернообразование Р=105-145 з/см, 8-3,5 см/20 мин, t=25-60 с, СН ₄ 60/100, t=405 % рН=9	РДС 393,7 (15 1/2) F0816МН	Sperdyfil 11-141 6,7	0 - 1400 0 - 1451 L = 1451 G = 7 n = 100 Q = 65 Число насосов: 2 Диаметр бтупок: 160 мм		
650	КАРБОН					195	Долериты, Известняки, Доломит, Мергели	7,8/ 10,4		Кавернообразование									
1045						395	Доломит, Каменная соль	12,54/ 17,77		Кавернообразование									
1105						60	Доломит	13,26/ 18,79											
1350						245	Доломит, Каменная соль	16,2/ 22,95											
1645						295	Доломит, Известняк, Каменная соль	19,74/ 27,97											
2140	ЭОКАРБОН					495	Доломит, Каменная соль	23,54/ 36,38		Кавернообразование	Р=107-113 з/см, 8-6 см/20 мин, t=40-50 с, СН ₄ 39/55 атм, t=405 % рН=8-10	РДС 255,3 (11 5/8) F0816МН	ДПР-2403/460	1400 - 1600 1451 - 1657 L = 206 G = 9 n = 140 Q = 55 Число насосов: 2 Диаметр бтупок: 140 мм					
2205						65	Доломит	24,26/ 37,49											
2310						105	Доломит	27,72/ 43,89											
2440						130	Доломит, известняк, Ангидрит	29,28/ 46,36											
2535						95	Доломиты	32,96/ 48,17											
2670	Ванабарская					315	Алевролит, Аргиллит, Песчаник	37,05/ 54,15			Р=107-113 з/см, 8-6 см/20 мин, t=40-50 с, СН ₄ 39/55 атм, t=405 % рН=8-10	РДС 255,3 (11 5/8) F0816МН	ДПР-2403/460	1600 - 2670 1657 - 2735 L = 1078 G = 12 n = 180 Q = 30 Число насосов: 1 Диаметр бтупок: 140 мм					
2735																			

Условные обозначения:

- Известняки –
- Алевролиты и аргиллиты –
- Доломиты –
- Мергели –
- Долериты –
- Каменная соль –
- Ангидрит –
- Песчаник –