Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 553.982:550.822.7:622.243.22(571.16)
Студент

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
2Б3В	Абаков Алексей Витальевич		

Руководитель

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
ассистент	Морев Артем Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопацсных условий труда
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
Р11	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 образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Абаков Алексей Витальевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении Томской области»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: в интервалах продуктивных пластов 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт $Ю_1^3$ 5. Данные по профилю: вертикальный тип профиля 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3130 м 7. Диаметр хвостовика: 127 мм 8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ перфорации: кумулятивный 10. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения 11. Способ вызова притока: струйными насосами
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	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) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	**Консультант**
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовка, ст. преподователь к.э.н., доцент каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, инженер к.т.н. каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Морев Артем Алексеевич	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Абаков Алексей Витальевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Абакову Алексею Витальевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/специальность**	«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*	*Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Ставка налога на прибыль 20 %;* *Страховые вносы 30%;* *Налог на добавленную стоимость 18%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	*Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины*
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	*Нормативная карта строительства скважины*
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	*Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
1. Организационная структура управления *2. Линейный календарный график выполнения работ* *3. Нормативная карта*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Глызина Татьяна Святославовна	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Абаков Алексей Витальевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗВ	Абаков Алексей Витальевич

Институт	ИПР	Кафедра	БС
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район). Область применения: для проектирования и строительства новых нефтяных скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	**1. Производственная безопасность** 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума; – превышение уровней вибрации; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – повышенная запыленность и загазованность; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; – пожароопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
2.Экологическая безопасность – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению	**2.Экологическая безопасность** – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности

экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	**3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях** – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	**4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности** – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Абаков Алексей Витальевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Уровень образования: бакалавриат
Кафедра бурения скважин
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года
Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года

Дата контроля	**Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)**	**Максимальный балл раздела (модуля)**
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита диссертации	5

Составил преподаватель:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
ассистент	Морев Артем Алексеевич	-		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Аннотация

В общей и геологической части рассматривается стратиграфические и литологические характеристики разреза, физико-механические свойства горных пород, давление и температура по разрезу скважины, нефтегазоводоносность.

В технологической части отображены основные технологические решения для строительства скважины. Конструкция скважины содержит направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и не цементируемый хвостовик. Под направление запроектирован роторный способ бурения, бурения оставшихся интервалов осуществляется с помощью винтовых забойных двигателей. В зависимости от твердости и абразивности горных пород были запроектированы соответствующие долота. Выбран двухступенчатый способ цементирования скважины, был произведен расчет необходимого количества цементировочного оборудования.

В специальной части рассмотрена разработка алгоритма контроля параметров режима бурения для эффективного строительства заданного интервала скважины.

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 нефтяной скважины. Также данная часть содержит расчет времени, которое необходимо для строительства.

В разделе социальная часть была рассмотрена производственная безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, охрана окружающей среды, характеристика вредных факторов производственной среды, таких как: повышенный уровень шума, вибрации, запыленности и загазованности, недостаточное освещение рабочей зоны, повреждения в результате контакта с насекомыми. Также были рассмотрены опасные факторы: пожаробезопасность, машины и механизмы, средства индивидуальной и коллективной защиты.

Оглавление

Введение 12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 13
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ **13**
1.2 Геологические условия бурения **14**
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) **23**
1.4 Зоны возможных осложнений **26**
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 29
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 29
2.2. Обоснование конструкции скважины 30
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 30
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 32
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 33
2.2.4. Выбор интервалов цементирования 33
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 33
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 35
2.3. Углубление скважины 35
2.3.1. Выбор способа бурения 35
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 35
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 36
2.3.4. Расчет частоты вращения долота 37
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 38
2.3.6. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны 41
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 43
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 46
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины 48
2.4.1. Расчет обсадных колонн 48
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 48
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 50

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 54
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 55
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 55
2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 55
2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 55
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 56
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 56
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 58
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 59
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 60
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ 62
«Разработка алгоритма контроля параметров режима бурения для эффективного строительства заданного интервала скважины» 62
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 66
4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин 67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН 76
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 81
5.2. Экологическая безопасность 84
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 85
Заключение 90
Список использованных источников 91

Введение

В настоящее время проектирование обычных вертикальных скважин ведется крайне редко, это связано с тем, что сооружение таких скважин ведет к их увеличению на кустовой площадке, а значит ведет к увеличению затрат на их строительство.

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства поисково-оценочно вертикальной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении Томской области. В результате проектирования были определены все основные технологические параметры необходимые для сооружения скважины.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колон, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

Результатом проектирования, которые приведены в ВКР, можно использовать в научной и практической деятельностях при строительстве подобных разведочных вертикальных скважин на нефтяных месторождениях Западной и Восточной Сибири подрядчиками или субподрядчиками, какие берутся за проектирование, разработку и бурение скважин.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	 РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -2,0 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	 по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Пионерный (270 км) Стрежевой (145 км) Александровское (311 км)

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	20	20	Четвертичная система	Q	1.3	-
20	180	160	Некрасовская свита (серия)	Pg_3 nk	1.3	-
180	350	170	Чеганская свита	Pg_{2-3} cg	1.3	-
350	370	20	Люлинворская свита	Pg_2 II	1.3	-

Продолжение таблицы 1.3

370	410	40	Талицкаясвита	Pg_1 tl	1.3	-
410	480	70	Ганькинская свита	K_2 gn	1.3	-
480	530	50	Славгородская свита	K_2 sl	1.3	-
530	700	170	Ипатовская свита	K_2 ip	1.3	-
700	720	20	Кузнецовская свита	K_2 kz	1.3	-
720	1595	875	Покурская свита	K_{1-2} pk	1.3	-
1595	1605	10	Алымская свита	K_1 al	1.3	-
1605	2335	730	Киялинская свита	K_1 kls	1.4	-
2335	2410	75	Тарская свита	K_1 tr	1.6	-
2410	2670	260	Куломзинская свита	K_1 klm	1.2	-
2670	2695	25	Баженовская+Георгиевская свита	J_3 bg	1.2	-
2695	2780	85	Васюганская свита	J_3 vs	1.2	1-2
2780	3095	315	Тюменская свита	J_{1-2} tm	1.2	1-2
3095	3120	25	Салатская свита	J_1 slt	1.2	1-2
3120	3140	20	Тогурская свита	J_1 tg	1.2	1-2
3140	3235	95	Урманская	J_1 urm	1.2	45-70
3235	3250	15	Pz(к.в.) М	Pz(к.в.)	1.2	45-71
3250	3330	50	(PZ) M_1	Pz	1.2	45-72

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	20	глины	40
			суглинки	40
			пески	10
			супеси	10
Pg_3 nk	20	180	пески	70
			глины	30
Pg_{2-3} cg	180	350	глины	80
			алевролиты	10
			пески	10

Продолжение таблицы 1.4

Pg_2 II	350	370	глины	100
Pg_1 tl	370	410	глины	80
			песчаники	20
K_2 gn	410	480	глины	100
K_2 sl	480	530	глины	100
K_2 ip	530	700	глины	80
			песчаники	20
K_2 kz	700	720	глины	100
K_{1-2} pk	720	1595	пески	50
			глины	20
			песчаники	20
			алевролиты	10
K_1 al	1595	1605	глины	50
			песчаники	50
K_1 kls	1605	2335	глины	80
			песчаники	20
K_1 tr	2335	2410	песчаники	100
K_1 klm	2410	2670	песчаники	50
			аргиллиты	30
			алевриты	10
			алевролиты	10
J_3 bg	2670	2695	аргиллиты	100
J_3 vs	2695	2780	песчаники	100
J_{1-2} tm	2780	3095	песчаники	40
			аргиллиты	30
			алевролиты	25
			угли	5
J_1 slt	3095	3120	алевролиты	10
			аргиллиты	75
			песчаники	10
			угли	5
J_1 tg	3120	3140	аргиллиты	95
			угли	5
J_1 urm	3140	3235	известняки	50
			аргиллиты	10
			алевролиты	10
			туфы, брекчии	30
Pz(к.в.)	3235	3250	аргиллиты	60
			известняки	40
Pz	3250	3330	известняки	100

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	20	глины	2,10	-	0	95,0	4	I	Мягкая
			суглинки	2,00	-	0	30,0	4	I	Мягкая
			пески	1,90	-	500	-	10	I	Мягкая
			супеси	2,00	-	0	-	10	II	Мягкая
Pg_3 nk	20	180	пески	2,40	-	600	-	10	I	Мягкая
			глины	2,40	-	0	95,0	4	I	Мягкая
Pg_{2-3} cg	180	350	пески	2,50	-	600	-	10	I	Мягкая
			алевролиты	2,60	-	50	-	10	I	Мягкая
			глины	2,40	-	0	95,0	4	I	Мягкая
Pg_2 II	350	370	глины	2,10	-	0	95,0	4	I	Мягкая
Pg_1 tl	370	410	глины	2,40	- 35,0	1 600	90,0	4	I	Мягкая
			песчаники	2,60			8,0	10	I	Мягкая
K_2 gn	410	480	глины	2,40	-	0	95,0	4	I	Мягкая
K_2 sl	480	530	глины	2,40	-	0	95,0	4	I	Мягкая

Продолжение таблицы 1.5

K_2 ip	530	700	глины	2,40	-	0	90,0	4	II	Мягкая
			песчаники	2,60	32,0	450	8,0	10	II	Мягкая
K_2 kz	700	720	глины	2,40	-	0	90,0	4	II	Мягкая
K_{1-2} pk	720	1595	глины	2,40	-	0	95,0	4	II	Мягкая
			песчаники	2,60	31,5	1000	5,0	10	III	Средняя
			алевролиты	2,60	13,5	10	18,0	6	III	Средняя
			пески	2,50	38,0	1450-1500	7,0	10	II	Средняя
K_1 al	1595	1605	песчаники	2,20	22,0	20-50	5,0	10	III	Средняя
			глины	2,40	16,0	0	95,0	4	II	Мягкая
K_1 kls	1605	2335	песчаники	2,20	20,0	10	15,0	10	III	Средняя
			глины	2,40	20,0	0	95,0	4	III	Средняя
K_1 tr	2335	2410	песчаники	2,30	19,0	20-50	20,0	10	III	Средняя
K_1 klm	2410	2670	аргиллиты	2,40	5,0	0	95,0	4	III	Средняя
			песчаники	2,30	15,0	10-250	20,0	10	III	Средняя
			алевриты	2,30	10,0	0	25,0	10	-	Средняя
			алевролиты	2,30	10,0	0	25,0	6	III	Средняя
J_3 bg	2670	2695	аргиллиты	2,40	5,0	0	95,0	4	IV	Средняя
J_3 vs	2695	2780	песчаники	2,30	15,0	5-100	20,0	10	IV	Средняя
J_{1-2} tm	2780	3095	песчаники	2,40	15,0	10-250	20,0	10	IV	Твердые
			аргиллиты	2,40	5,0	0	90,0	4	IV	Твердые
			алевролиты	2,30	10,0	5	25,0	6	V	Твердые
			угли	1,20	0	0	0	5	V	Средняя
J_1 slt	3095	3120	алевролиты	2,30	10,	5	25,0	6	V	Твердые

Продолжение таблицы 1.5

			аргиллиты	2,40	5,0	0	90,0	4	V	Твердые
			песчаники	-	-	-	-	-	-	-
			угли	1,20	0	0	0	5	V	Средняя
J_1 tg	3120	3140	аргиллиты	2,40	5,0	0	90,0	4	V	Твердые
			угли	1,20	0	0	0	5	VI	Средняя
J_1 urm	3140	3235	известняки	2,65	0,1-16,0	2	20,0	4	VI	Твердые
			туфы, брекчии	2,65	12,7	0	25,0	7	VI	Твердые
			аргиллиты	2,40	5,0	0	90,0	4	VI	Твердые
			алевролиты	2,40	10,0	5	25,0	6	VI	Твердые
Pz(к.в.)	3235	3250	аргиллиты	2,50	10,0	5	25,0	6	VI	Твердые
			известняки	2,60		5	90,0	4		Твердые
Pz	3250	3330	известняки	2,75	24,2	64,1	35,0	4	VI	Твердые

Градиенты давлений по разрезу скважины представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, ^{0}C
			Пластового, (кгс/см^2)/м		Порового, (кгс/см^2)/м		Гидроразрыва, (кгс/см^2)/м		Горного, (кгс/см^2)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20		0.100		0,100		сто		0,22	3

Продолжение таблицы 1.6

Pg_3 nk	20	180	0.100	0.100	0,100	0,100	0,200	0,190	0,22	0,22	10
Pg_{2-3} cg	180	350	0.100	0.100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	11
Pg_2 II	350	370	0.100	0.100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	12
Pg_1 tl	370	410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	13
K_2 gn	410	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	15
K_2 sl	480	530	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	16
K_2 ip	530	700	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	21
K_2 kz	700	720	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	22
K_{1-2} pk	720	1595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,23	49
K_1 al	1595	1605	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	50
K_1 kls	1605	2335	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	72
K_1 tr	2335	2410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	75
K_1 klm	2410	2670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	84
J_3 bg	2670	2695	0,101	0,101	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J_3 vs	2695	2780	0.101	0.101	0.101	0.101	0,160	0,160	0,24	0,24	86
J_{1-2} tm	2780	3095	0.100	0.100	0.100	0.100	0,160	0,160	0,24	0,24	96
J_1 slt	3095	3120	0.100	0.101	0.100	0.101	0,160	0,160	0,24	0,24	97
J_1 tg	3120	3140	0.101	0.101	0.101	0.101	0,160	0,160	0,24	0,24	98
J_1 urm	3140	3235	0.105	0.105	0.105	0.105	0,160	0,160	0,24	0,24	100

Продолжение таблицы 1.6

Pz(к.в.)	3235	3250	0.105	0.105	0.105	0.105	0,160	0,160	0,25	0,25	101
Pz	3250	3330	0.105	0.105	0.105	0.105	0,160	0,160	0,25	0,25	103

Интервал 0-2335 м преимущественно сложен глинами, обладающими высокой набухаемостью и текучестью. Во избежание осыпей и обвалов стенок скважины в данном интервале предполагается использование ингибированного раствора в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих высокую механическую скорость бурения.

В интервале 2410-3330 м присутствуют аргиллиты, обладающие под действием воды способностью к разрушению, а, следовательно, осыпям и обвалам. Поэтому в данном интервале во избежание осложнений проектируется использование раствора с минимальной водоотдачей в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности месторождения представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Свободный дебит, м^3/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м^3/т	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J_3vs ($Ю_1^1$)	2695	2710	Поровый	681	5-10	100	-
J_3vs ($Ю_1^3$)	2715	2745	Поровый	681	5-10	100	-
J_1urm ($Ю_{16}$)	3140	3165	Поровый	683	5-10	126,5	-
J_1urm ($Ю_{17}$)	3185	3215	Поровый	683	5-10	126,5	-
к.в.+Pz (М+$М_1$)	3235	3280	Порово-трещинноватого-кавернозный	672-795 ср. 733	100	53,7-183,42 ср. 116,82	-
Газоносность							
к.в.(М)	3235	3250	Порово-трещинноватого-кавернозный	732-845	96-503	-	-
Водоносность							

Продолжение таблицы 1.7

Q	0	20	Поровый	1000	20-160	-	Нет. Минерализ. –0,1-0,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- – 89,0 мг/л, Na^+,K^+ – 82 мг/л
Pg_3nk	20	180	Поровый	1000	до 300	-	Да. Минерализ. – 0,11-0,87 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- – 89,0 мг/л, Na^+,K^+ – 82 мг/л
$K_{1-2}pk$	720	1595	Поровый	1010	100	-	Нет. Минерализ. – 17,8-20,0 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- – 257,5 мг/л, Na^+,K^+ – 266,5 мг/л
K_1kls-K_1klm	1605	2670	Поровый	1014	20	-	Нет. Минерализ. – 0,8-29,0 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- – 344,0 мг/л, Na^+,K^+ –93,5
J_3vs	2710	2715	Поровый	1020	1-20	-	Нет. Минерализ. – 30,0-40,0 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- – 486,0 мг/л, Na^+,K^+ – 155,0
$J_{1-2}tm$	2780	3095	Поровый	1020	1-10	-	Нет. Минерализ. – 30,0-40,0 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- – 663,0 мг/л, Na^+,K^+ –131,0
PZ	3280	3330	Поровый	1020-1100	0,1-36,7	-	Нет. Минерализ. – 24-146 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- – 499,2-2501 мг/л, Na^+,K^+ –458,0-2311 мг/л

Разрез представлен 5 нефтеносными, 1 газовым и 7 водоносными и пластами. Скважина проектируется для эксплуатации нефтеносного интервала 2695-3280 м. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 25 м для эксплуатации водоносного горизонта 20-180 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – Pg_3nk	0	180	Поглощение бурового раствора	Частичное поглощение, потери циркуляции – нет, кроме участка 3235-3330. Возникает при превышении плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K_{1-2}pk	675	1560		
J_3vs-J_1slt	2622	3120		
PZ	3235	3330		
Q – Pg_1tl	0	410	Осыпи и обвалы стенок скважины	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при не соблюдении технологической скорости бурения, проработки ствола скважины, увеличении плотности и снижении водоотдачи промывочной жидкости.
K_{1-2}pk	720	1595		
K_1kls+tr	1605	2410		
PZ	3235	3330		
1	2	3	4	5
Q – Pg_3nk	0	310	Водопроявление	Водопроявление с плотностью флюида 1,007 г/см^3. Нефтепроявление с плотностью флюида 0,772 г/см^3. Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдении параметров бурового раствора, превышении скорости подъема инструмента.
K_{1-2}pk	720	1595		
K_1kls-K_1klm	1605	2670		
J_3vs	2695	2745	Нефтепроявление	
J_1urm, J_{1-2}urm	3140	3215		
к.в.+Pz(M+M_1)	3235	3250	Нефтегазопроявление	

Продолжение таблицы 1.8

	3250	3330	Нефтепроявление	
Q – $Pg_{2-3}cg$	0	350	Прихватоопасность	Сальникообразование и заклинка КНБК, дифф.прихват. Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительной очистки бурового раствора от шлама, несоблюдении режима промывки скважины.
Pg_2ll-K_2sl	350	530		
$K_{1-2}pk$	720	1595		
K_1al	1595	1605		
Pz	3235	3330		
$Pg_{2-3}cg$+K_2sl	180	530	Кавернообразование	Возникает за счет потери устойчивости стенок ствола вследствии некачественного бурового раствора.
$K_{1-2}kz$	700	720	Кавернообразование, сужение ствола	Возникает за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствии некачественного бурового раствора.
K_1al+kls	1595	2335	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	Возникает за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствии некачественного бурового раствора.

В интервалах 0-180, 675-1560 2622-3120, 3235-3330 м возможны поглощения бурового раствора, связанные с отклонением параметров бурового раствора от проектных и увеличении репрессии на пласт. В связи с низкой интенсивностью поглощений можно сделать вывод, что не требуется использование дополнительных средств для предупреждения и ликвидации данных поглощений

В интервалах 0-310, 720-1595, 1605-2670, 2695-2745, 3140-3215, 3235-3250 и 3250-3330 м возможны нефтеводопроявления, вызванные снижением противодавления на пласт ниже гидростатического. Следовательно, необходимо контролировать и поддерживать плотность бурового раствора согласно ГТН.

В интервалах 720-1595, 1605-2410, 3235-3330 м прогнозируются осыпи и обвалы стенок скважины, из-за несоблюдения технической скорости бурения, проработки ствола скважины, увеличении плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости. В связи с этим, на данных интервалах рекомендуется использовать буровой раствор, обладающий минимальной водоотдачей, что позволит снизить вероятность набухания и диспергирования глин.

В интервалах 0-350, 350-530, 720-1595, 1595-1605 и 3235-3330 м возможен прихват бурильного инструмента, возникающий при отклонении параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительной очистке от выбуренной породы, несоблюдении регламентов по предупреждению аварий. Рекомендуется использование бурового раствора с низкой водоотдачей, контроль качества очистки бурового раствора от шлама. Также необходимо обеспечить минимально возможное время нахождения бурового инструмента в не обсаженном стволе скважины.

Исследовательские работы

Краткая характеристика промыслово-геофизических исследований приведена в табл. 1.9.

Таблица 1.9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
900	3330	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
30	3330	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	3330	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36
900	3330	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе.	КИТ-60
2695	2740	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ-214,3/100 С92 УКР-172/100 «Кембрий»

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Данные по профилю скважины представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Вертикальный		
Глубина скважины по вертикали, м	3330	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м	-
Глубина вертикального участка скважины, м	3330	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град	-
Отход скважины, м	0	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м	-
Длина интервала бурения по пласту, м	-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м	-

Продолжение таблицы 10

Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град	-
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град	-
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	0

№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	3330	3330	0	0	0	0	0	0	3330	3330
Итого	Σ		3330	Σ		0	-	-	Σ		3330

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, алевролитов, известняки и аргиллитов).

2.2. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида.

2.3. Согласно геологическим данным, ΔРпл = 0,1 МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа;

$\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

30 < 89,57 МПа.

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

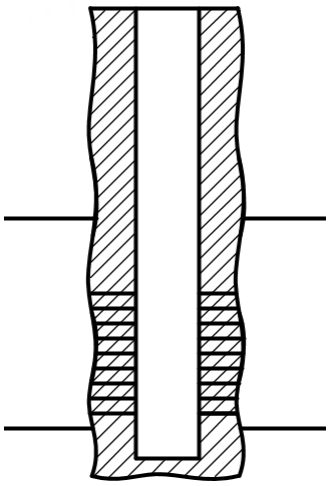

Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, полученный на основе геологических данных разреза скважины.

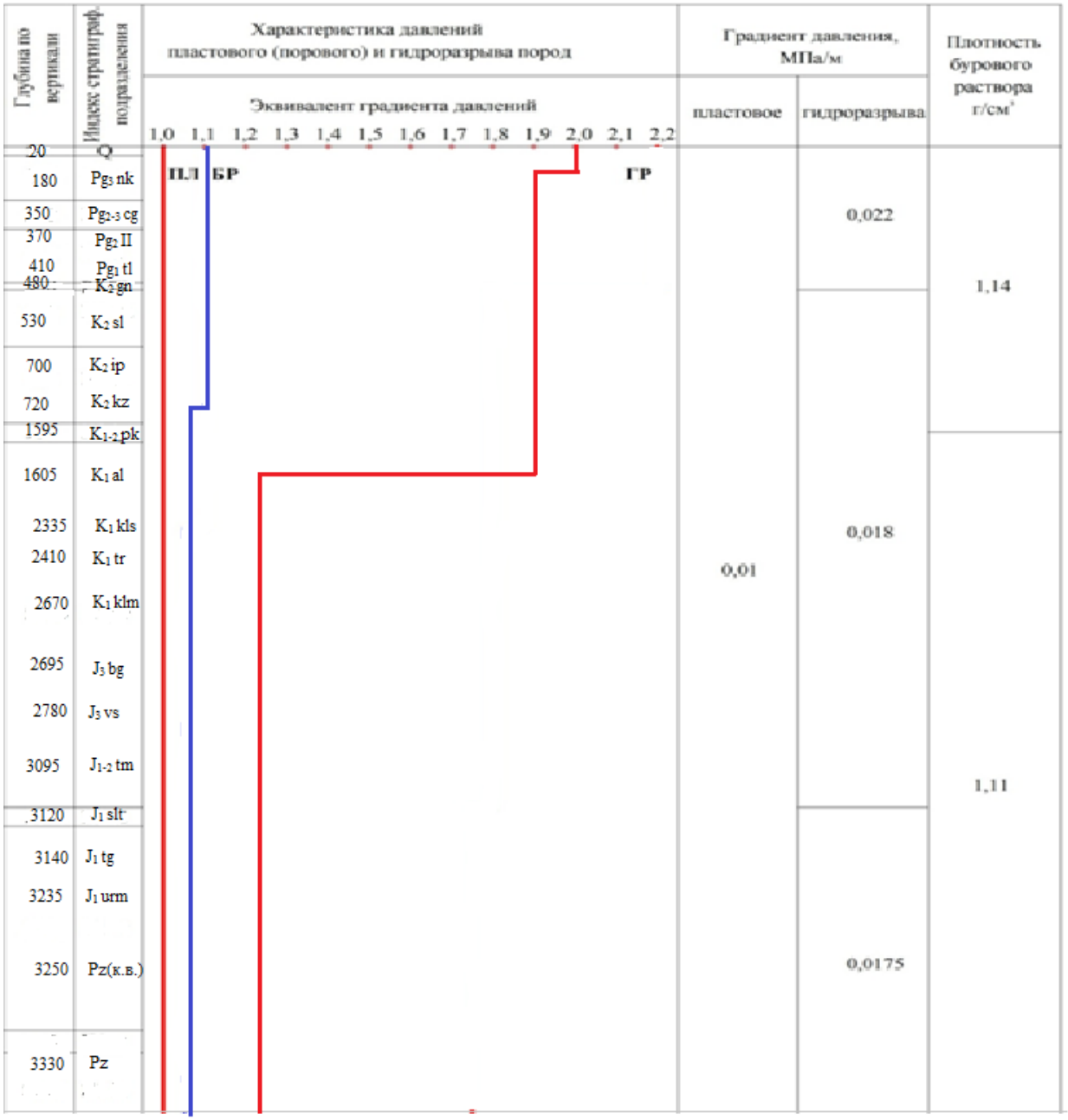

Рисунок 2 – Совмещённый график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому глубина спуска направления составляет 30 м.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 771 м, но выбирается глубина спуска кондуктора 900, для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы, а также для предупреждения интенсивных осыпей и обвалов.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3130 метров.

Глубина залегания хвостовика 3055-3330

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0 – 30 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 900 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 750 – 3130 м (нефтяная скважина).

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из условий опробования принимается диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую обсадную колонну представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую обсадную колонну

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	214,3
Хвостовик	127	146

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 3.

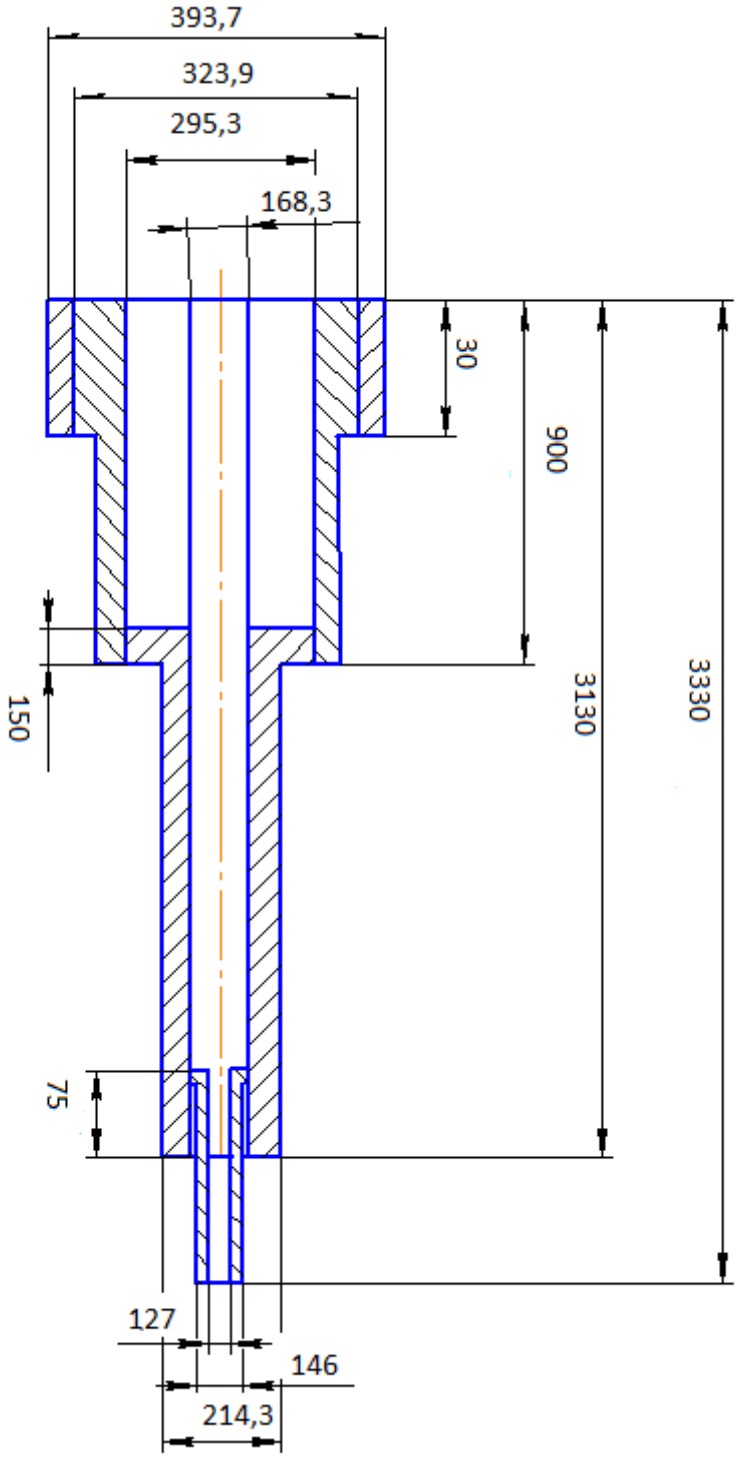

Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 3,08 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80х35 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-168х245ХЛ-4-6А (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
1	2	3
0-30	Направление	Роторный
30-900	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
900-3130	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
3130-3330	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Результат выбора долот для строительства проектируемой скважины представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-900	900-3130	3130-3330
Шифр долота		393,7 GRD 111	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 214,3 В 913 Н	БИТ 146 В 613 УЕ.30
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3/295,3	214,3/214,3	146/145,9
Тип горных пород		М	С	Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-88
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	Pin 3 1/2 Reg
Длина, м		0,435	0,390	0,395	0,290
Масса, кг		180	83	58	35
G, тс	Рекомендуемая	32-40	2-10	2-10	2-10
	Предельная	42	12	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-440	60-250	60-320
	Предельная	320	460	270	340

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируются долота типа PDC. Выбор обусловлен тем, что интервалы бурения представлены абразивными породами типа МС и С. Особенности конструкции и вооружения долота позволят обеспечить максимальную механическую скорость бурения.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление используется шарошечное долото ОАО «Волгабурмаш», шифр 393,7 GRD 111. Рекомендуемая производителем нагрузка G = 32-40 т.

Для интервала бурения под кондуктор используется долото PDC производства ООО НПП «Буринтех», шифр БИТ 295,3 ВТ 419 СР. Рекомендуемая производителем нагрузка G = 2-10 т.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну используется долото PDC производства ООО НПП «Буринтех», шифр БИТ 214,3 В 913 Н. Рекомендуемая производителем нагрузка G = 2-10 т.

Для интервала бурения под хвостовик используется долото PDC производства ООО НПП «Буринтех», шифр БИТ 146 В 613 УЕ.30.

Рекомендуемая производителем нагрузка G = 2-10 т.

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-900	900-3130	3130-3330
Исходные данные				
α	1	-	-	-
$P_{ш}$, кг/см^2	1478,58	-	-	-
$D_{д}$, см	39,37	29,53	21,43	14,6
η	1	-	-	-
δ, см	1,5	-	-	-
q, кН/мм	0,2	0,4	1	1
$G_{пред}$, кН	42	12	12	12
Результаты проектирования				
G_1, кН	4,36	-	-	-
G_2, кН	8,02	12,04	21,43	14,6
G_3, кН	33,6	9,6	9,6	9,6
$G_{проект}$, кН	8,02	9,6	9,6	9,6

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Результаты проектирования частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-900	900-3130	3130-3330
Исходные данные				
$V_л$, м/с	3,2	2	1,5	1,5
$D_д$	0,3937	0,2953	0,2143	0,146
	393,7	295,3	214,3	146
τ, мс	5	-	-	
z	26	-	-	
α	0.8	-	-	
Результаты проектирования				
n_1, об/мин	155	129	134	196
n_2, об/мин	300	-	-	
n_3, об/мин	657	-	-	
$n_{проект}$, об/мин	155	129	134	196

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

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-900	900-3130	3130-3330
Исходные данные					
$D_д$	м	Не требуется	0,2953	0,2143	0,146
	мм		295,3	214,3	146
$G_{ос}$, кН			9,6	9,6	9,6
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		Не требуется	266-236	193-171	131-117
$M_р$, Н*м			502,7	366,4	255,4
$M_о$, Н*м			147,65	107,15	73
$M_{уд}$, Н*м/кН			37	27	19

Бурение интервала под направление (0-30 м) производим роторным способом без использования забойного двигателя. Для интервала бурения 30-900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для бурения интервала под

эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Для бурения интервала под хвостовик выбирается двигатель ДРУ1-120РС,который обеспечивает разрушение средних и твердых горных пород.

В таблице 17 представлены характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей по интервалам бурения скважины.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимал. рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	30-900	240	8570	2247	30-75	20-160	22,5	48-379
ДРУ2-172РС	900-3130	172	7710	1078	19-38	40-230	6,5	28-156
ДРУ1-120РС	3130-3330	120	6420	440	10-20	70-230	3,05	28-76

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-900	900-3130	3130-3330
Исходные данные				
$D_д$, м	0,3937	0,2953	0,2143	0,146
K	0,5	0,45	0,4	0,35
$K_к$	1,4	1,25	1,1	1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,11	0,1
$V_м$, м/с	0,0097	0,0069	0,0042	0,0028
$d_{бт}$, м	0,3239	0,2445	0,1683	0,127
$d_{мах}$, м	0,351	0,2699	0,1877	0,1365
$d_{нмах}$, м	0,0191	0,0079	0,0056	0,0053
n	4	6	8	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_р$, г/см^3	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_р$, г/см^3	1,07	1,07	1,09	1,13
$\rho_п$, г/см^3	2,08	2,43	2,26	2,39
Результаты проектирования				
Q_1, л/с	73,01	34	14,4	5,01
Q_2, л/с	72,93	37,36	10,35	3,3
Q_3, л/с	95,72	36,89	26,34	45,88
Q_4, л/с	43,99	19,32	8,71	2,03
Q_5, л/с	44,98	27,90	26,38	24,93
Q_6, л/с	-	30	19	15
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{табл}$, л/с	-	30-75	19-38	10-20
$\rho_{табл}$, кг/м^3	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	1070	1070	1140	1130
M, Н*м	-	502,7	366,4	255,4
$M_{табл}$, Н*м	-	22500	6500	3050
m	3	2	2	2
n	0,9	0,9	0,9	0,9
$Q_н$, л/с	51,9	22,2	15,2	11
$Q_{пров1}$, л/с	-	7,23	5,56	4,08
$Q_{пров2}$, л/с	93,42	39,96	27,36	19,8

Таблица 19 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-900	900-3130	3130-3330
Исходные данные				
Q_1, л/с	73,01	34	14,4	5,01
Q_2, л/с	72,93	37,36	10,35	3,3
Q_3, л/с	95,72	36,89	26,34	45,88
Q_4, л/с	43,99	19,32	8,71	2,03
Q_5, л/с	44,98	27,90	26,38	24,93

Продолжение таблицы 19

$Q_б$, л/с	-	30	19	15
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	44,98–95,72	27,90–36,89	14,4–26,34	5,01–45,88
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	72	32	20	19
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{тн}$, л/с	-	30-75	19-38	10-20
ρ_1, кг/м^3	-	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	-	1070	1090	1130
$M_{тм}$, Н*м	-	2598	1192	1050
$M_{тб}$, Н*м	-	10000	6000	4000

2.3.6. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 20-21.

Таблица 20 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178	178	8	1392,8
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПВ 140×9,17	127	3120	121368

Таблица 21 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
1	38,9	3130	1,11	7,85	104206
Σ					104206

Продолжение таблицы 21

$Q_{КНБК}$, кгс	2806,1	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)			
K	1,15				
ΔP, кгс	15,7	**Да**		Нет	
F_k, мм^2	11689,9				
$\sigma_т$, кгс/мм^2	38,7				
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
1	38,9	3130	1,11	7,85	104206
Σ					104206
Q'$_{тк}$, кгс	186544,3	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		**2864,7**	
$Q_{КНБК}$, кгс	2806,1				
n	1,45				
q_m, кгс/м	35,5				
$K_т$	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		**6823,3**	
n	1,45				
F_k, мм^2	11689,9				
$\sigma_т$, кгс/мм^2	52,7				

При использовании труб группы прочности Д максимальная длина секции бурильных труб составляет 2569 м. Поэтому было принято решение использовать трубы группы прочности Е. При использовании труб группы прочности К максимальная длина секции бурильных труб составляет 6823,3 м.

В таблице 22 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны.

Таблица 22 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	393,7 GRD 111	180	0,435	Бурение вертикального участка под направление
			Калибратор 8К 393,7 МС	450	1,27	
			Переводник П 161/177	97,3	0,523	
			УБТ-178	1392,8	8	
			Переводник П-122/101	62,8	0,521	
			ПК 140×9,17	933,6	24	
			Σ	3116,5	34,74	
2	30	900	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	83	0,390	Бурение вертикального участка под кондуктор
			Калибратор 8К 295,3 МС	290	0,873	

Продолжение таблицы 22

			Переводник П 161/171	81,3	0,538	
			ВЗД ДРУ-240РС	2247	8,570	
			Обратный клапан КОБ-240	98	0,65	
			Переливной клапан ПК-240	75	0,570	
			УБТ-178	1392,8	8	
			Переводник П-122/101	62,8	0,521	
			ПК 140×9,17	34232	880	
			Σ	38561,9	900,11	
3	900	3130	БИТ 214,3 В 913 Н	58	0,395	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛС-214,3 СТ	140	0,905	
			Переводник П 88/102	23	0,42	
			ВЗД ДРУ2-172РС	1078	7,710	
			Обратный клапан КОБ-172	63	0,800	
			Переливной клапан ПК-172	50	0,440	
			УБТ-178	1392,8	8	
			Переводник П-122/101	62,8	0,521	
			ПК 140×9,17	120979	3110	
			Σ	123806	3130	
4	3130	3330	БИТ 146 В 613 УЕ.30	35	0,290	Бурение вертикального участка под хвостовик
			Калибратор КЛС-146 СТ	90	0,900	
			Переводник П 88/102	23	0,42	
			ВЗД ДРУ1-120РС	440	6,420	
			Обратный клапан КОБ-120	54	0,710	
			Переливной клапан ПК-120	50	0,480	
			УБТ-114	584	8	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			ПК 73	128875,7	3313	
			Σ	130174,7	3330,64	
5	2695	2740	БИТ-214,3/100 С92	38	0,349	Отбор керна
			УКР-172/100 «Кембрий»	1405	16,13	
			Переводник П 88/102	23	0,42	
			ВЗД ДРУ2-172РС	1078	7,710	
			Обратный клапан КОБ-172	49	0,55	
			Переливной клапан ПК-127	31	0,355	
			УБТ-178	2016	32	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			ПК 140×9,17	104329	2682	
			Σ	108992	2740	

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление,

кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик – ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 23 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		ΔP, МПа	$P_{пл}$, МПа	H, м	g, м/с^2	$\rho_{бр}$, кг/м^3	$\rho_{гп}$, кг/м^3	K	d, м
от	до								
0	900	1	9	900	9,81	1070	2425	1,5	0,008
900	3130	2,8	32,8	3130	9,81	1090	2305	1,5	0,003
3130	3330	3	33,5	3330	9,81	1130	2604	1,5	0,003

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см^3	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	900	1,07	26-35	65-85	22	8	8-9	2	50	15
900	3130	1,09	11-22	29-40	23	6	8-9	1	15	8
3130	3330	1,13	7-15	18-25	24	5	8-9	1	11	7

Таблица 24 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	900	Ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ Бентонит, Na_2CO_3, KCl, $CaCl_2$, ЭКОПАК R, ЭКОПАК SL, ИКЛУБ, ИКДЕФОМ, ИКСИН – О, ИКД, ИККАРБ-75/150
900	3130	Ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ Бентонит, Na_2CO_3, NaOH, KCl, ЭКОПАК R, ЭКОПАК SL, ИКЛУБ, ИКДЕФОМ, ИКСИН – О, ИКД, ИККАРБ-75/150
3130	3330	Ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ Бентонит, Na_2CO_3, NaOH, KCl, ЭКОПАК R, ЭКОПАК SL, ИКЛУБ, ИКДЕФОМ, ИКСИН – О, ИКД, ИККАРБ-75/150

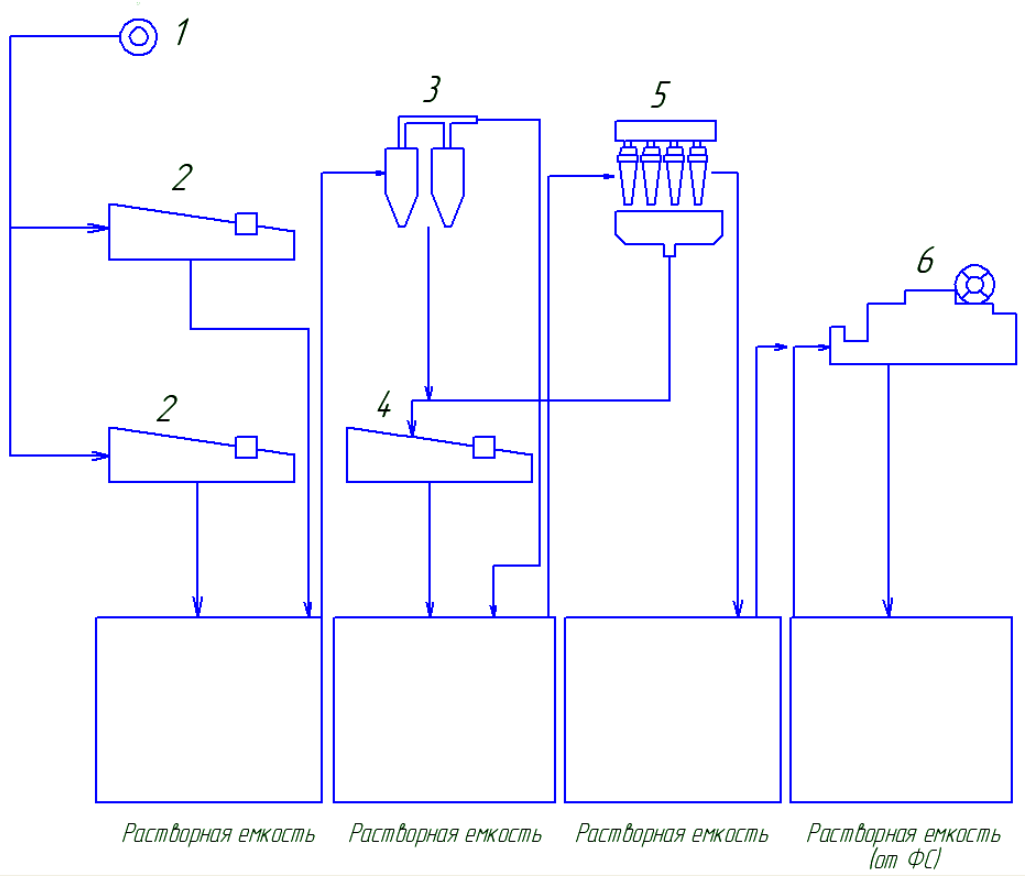

Рисунок 4 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 25, а в таблице 26 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 25 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

H (по стволу), м	$d_д$, м	K	$P_{пл}$, МПа	$P_{гр}$, МПа	$\rho_п$, кг/м^3
3130	0,2143	1,05	32,8	55	2529
Q, м^3/с	Тип бурового насоса	Vм, м/с	$\eta_п$, Па·с	$\tau_т$, Па	$\rho_{пж}$, кг/м^3
0,0105	УНБ-600	0,055	0,009	20	1120
КНБК					
Элемент	$d_н$, м	L, м		$d_в$, м	
УБТ-178	0,178	8		0,08	
ПК 140×9,17	0,14	3110		0,122	

Таблица 26 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м^3	φ	$d_с$, м	Vкп, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	$\Delta P_о$, МПа
1770	0,98	0,2250	0,71	11	0,337
$\Delta P_г$, МПа	$\Delta P_р$, МПа	Vд, м/с	Ф, м^2	d, мм	
0,29	3,97	80	0,00012	11,1	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Sкп	ΔРкп	ΔРмк
УБТ-178	18584,7	35070,6	148,1	0,018	-
ПК 140×9,17	34871,9	16394,8	438,5	3,4	0,41
ВЗД ДРУ2-172РС	18584,7	35070,6	148,1	0,015	-
Внутри труб					
Элемент	Reкр	Re т	λ	ΔРт	
УБТ-178	32640,1	20610,2	0,031	0,007	
ПК 140×9,17	51926,9	13515,6	0,032	0,36	

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна для исследовательских работ. Интервалы отбора керна, характеристики керноотборного оборудования и параметры режима бурения при отборе керна приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2695-2740	УКР-172/100 «Кембрий»	7	106	19

С увеличением нагрузки на долото процент выноса керна как при роторном, так и при турбинном способе бурения долотами различных диаметров вначале возрастает, а затем имеет тенденцию к снижению.

Максимальный вынос керна, составляющий для серийных колонковых снарядов 80-90%, достигается в зависимости от диаметра бурильных головок при нагрузках 5-10 тонн и оборотах вала 100-200 об/мин.

Перед работами по отбору керна забой скважины должен быть очищен от металла и шлама. Бурение начинать с нагрузкой 1-2 тонны, постепенно увеличивая ее после проходки 20-30 см до рекомендуемой величины. Отрыв бурильной головки от забоя в процессе бурения не желателен. Подача инструмента должна быть плавной. Проходка не должна превышать полезной длины колонковой трубы. При переходе из мягких пород в более твердые породы нагрузку на долото увеличивать постепенно. Отрыв керна производить с минимальной скоростью, не прекращая циркуляции. Подъем инструмента производить плавно и без толчков.

При заклинивании инструмента или его осевой вибрации подача должна быть прекращена. Если указанные явления не прекратятся или возобновятся при продолжении подачи, то бурильную головку необходимо поднять.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м^3	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м^3	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, кг/м^3	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м^3	1900
плотность нефти $\rho_н$, кг/м^3	700	глубина скважины, м	3130
высота столба буферной жидкости h_1, м	950	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2, м	150
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины $h_д$, м	2086,6

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

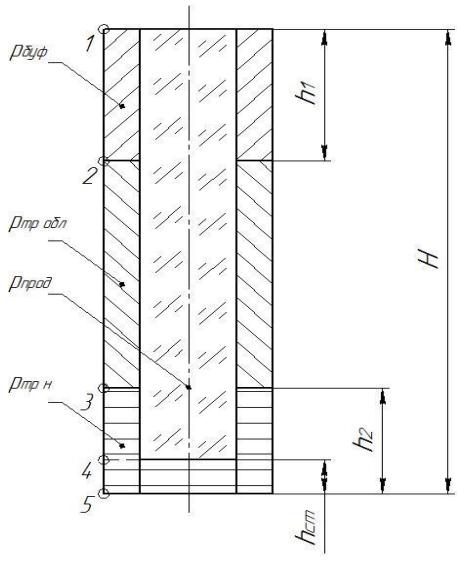

Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	950	2980	3120	3130
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,46	8,43	9,68	9,68

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($Р_{кэ}$ = 7,98 МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($Р_г$ = 8,33 МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

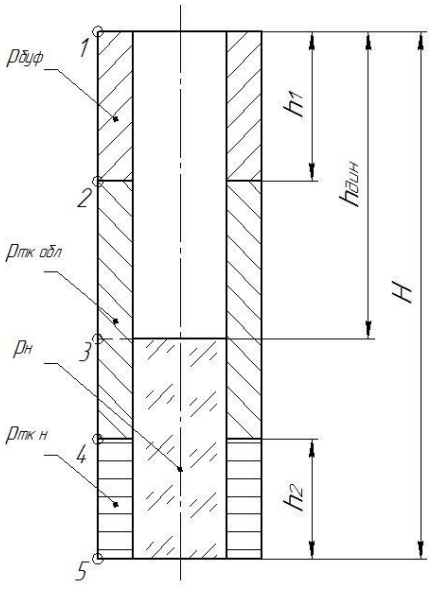

Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Таблица 30 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	950	2086,6	3120	3130
Наружное избыточное давление, МПа	0	9,78	21,49	24,5	25,6

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 7.

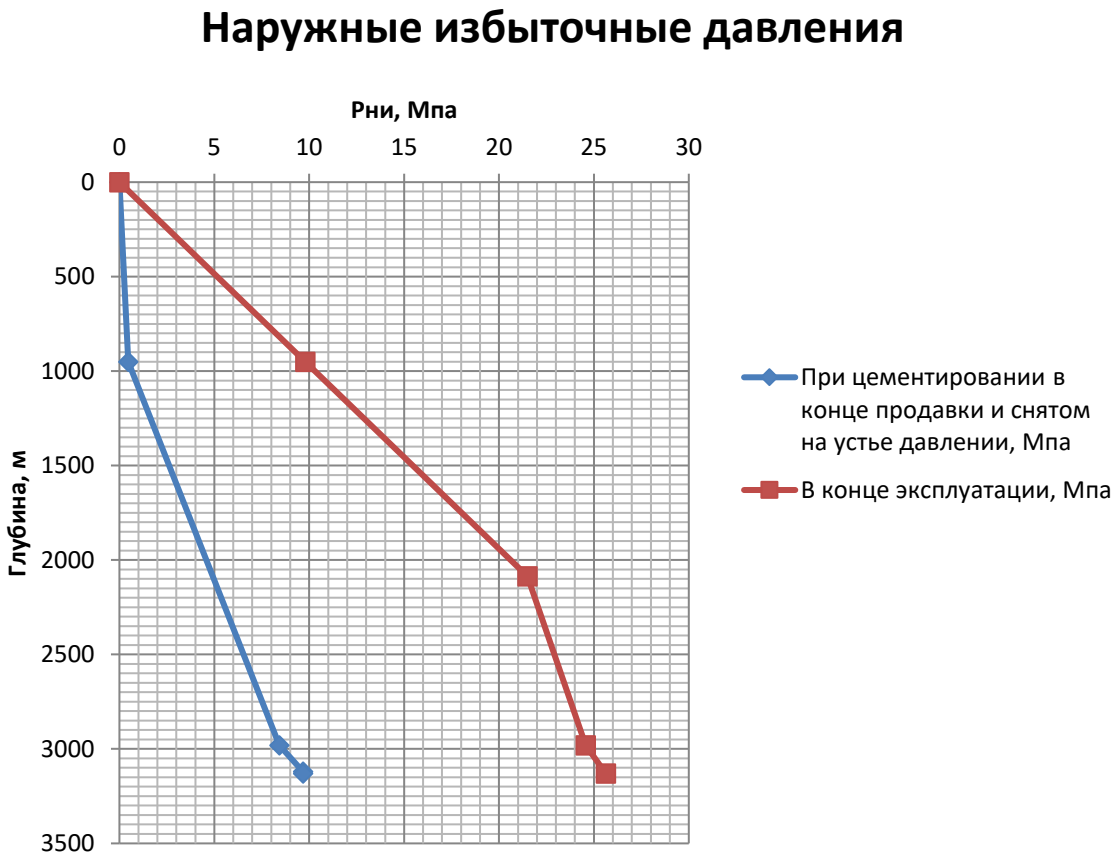

Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

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) для эксплуатационной колонны.

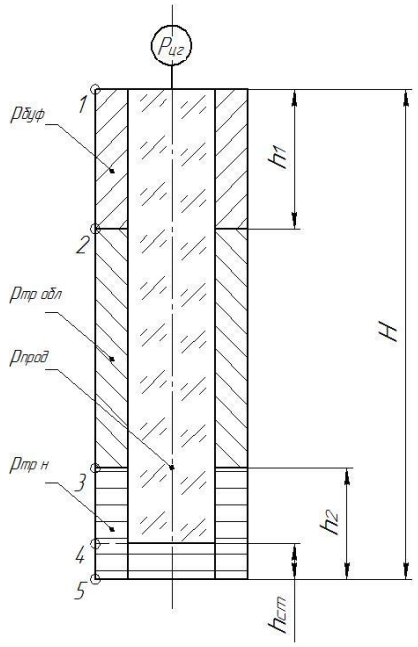

Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 19,82 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	950	2980	3120	3130
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,8	19,35	11,38	10,14	10,14

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

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

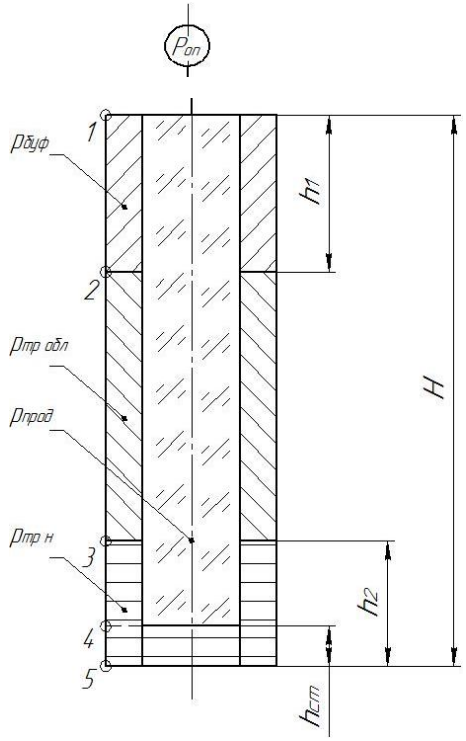

Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 15 МПа.

В таблице 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	950	2980	3120	3130
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	12,03	11,04	10,04	9,15

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 10.

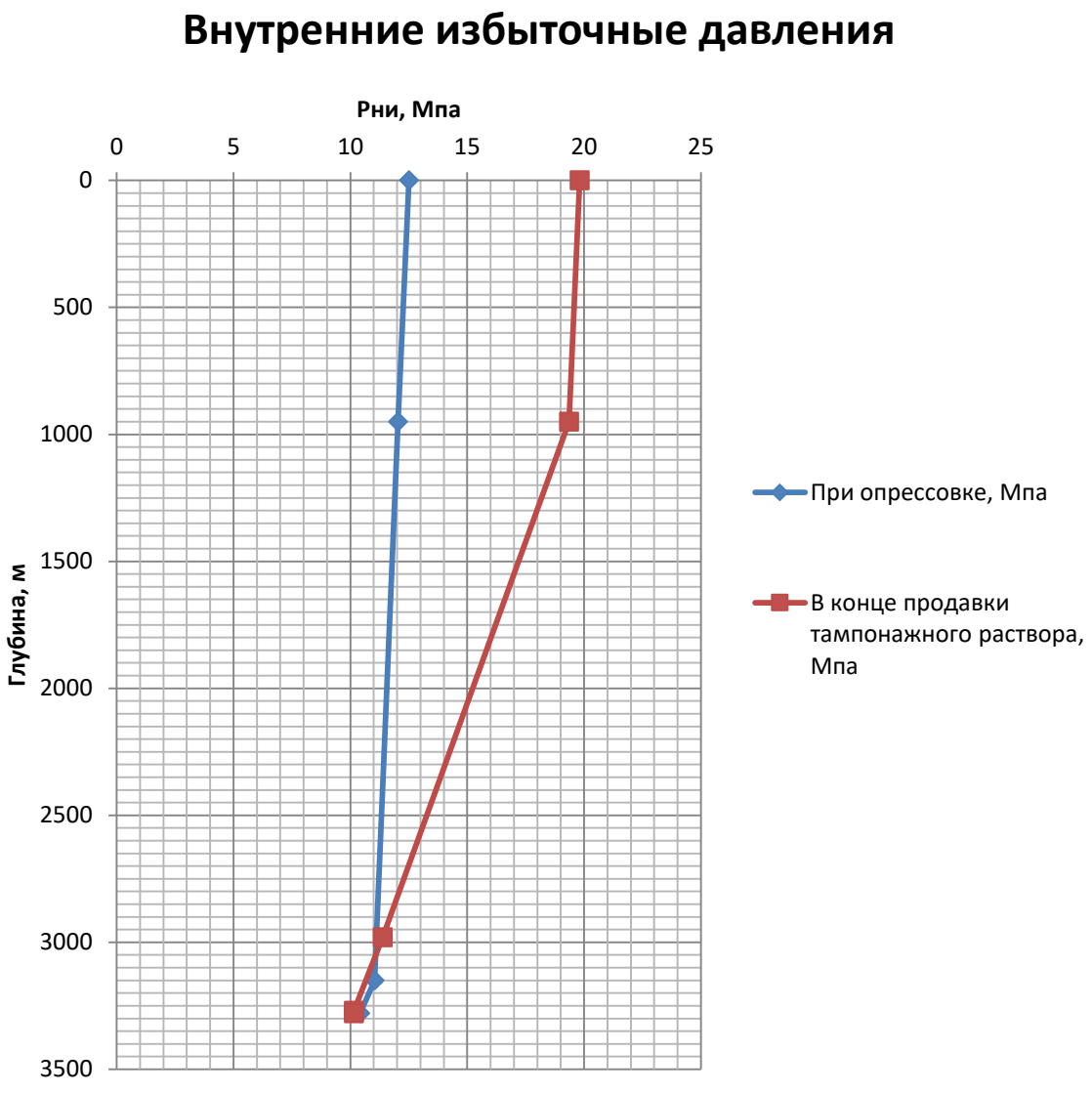

Рисунок 10 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммар-ный	
1	Д	12,1	150	47,43	7114,5	7114,5	3130-2980
2	Д	10,6	1130	42,126	47602,38	54716,88	2980-1850
3	Д	8,9	300	36,006	10801,8	65518,68	1850-1550
4	Д	7,3	900	29,886	26897,4	92416,08	1550-650
5	Д	8,9	220	36,006	7921,32	100337,4	650-430
6	Д	10,6	250	42,126	10531,5	110868,9	430-180
7	Д	12,1	180	47,43	8537,4	119406,3	180-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

45,99 < 55,87 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое двухступенчатое цементирование (глубина скважины 3330 метров) с цементированием без разрыва во времени. Муфта двухступенчатого цементирования устанавливается на глубине 1550 м от устья скважины.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, $м^3$	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, $м^3$
Первая ступень			
$\rho_{тр}$=1900 $кг/м^3$	2,9	4041	3,2
$\rho_{тробл}$=1400 $кг/м^3$	34,9	27918	11,2
Вторая ступень			
$\rho_{тробл}$=1400 $кг/м^3$	17,6	14095	5,7
Сумма	55,4	46054	20,1

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, $м^3$
Буферная (первая ступень)	19,5
Буферная (вторая ступень)	21,2
Буферная (сумма)	40,7
Продавочная (первая ступень)	24
Продавочная (вторая ступень)	22,1
Продавочная (сумма)	46,1

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 11 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости (для первой ступени).

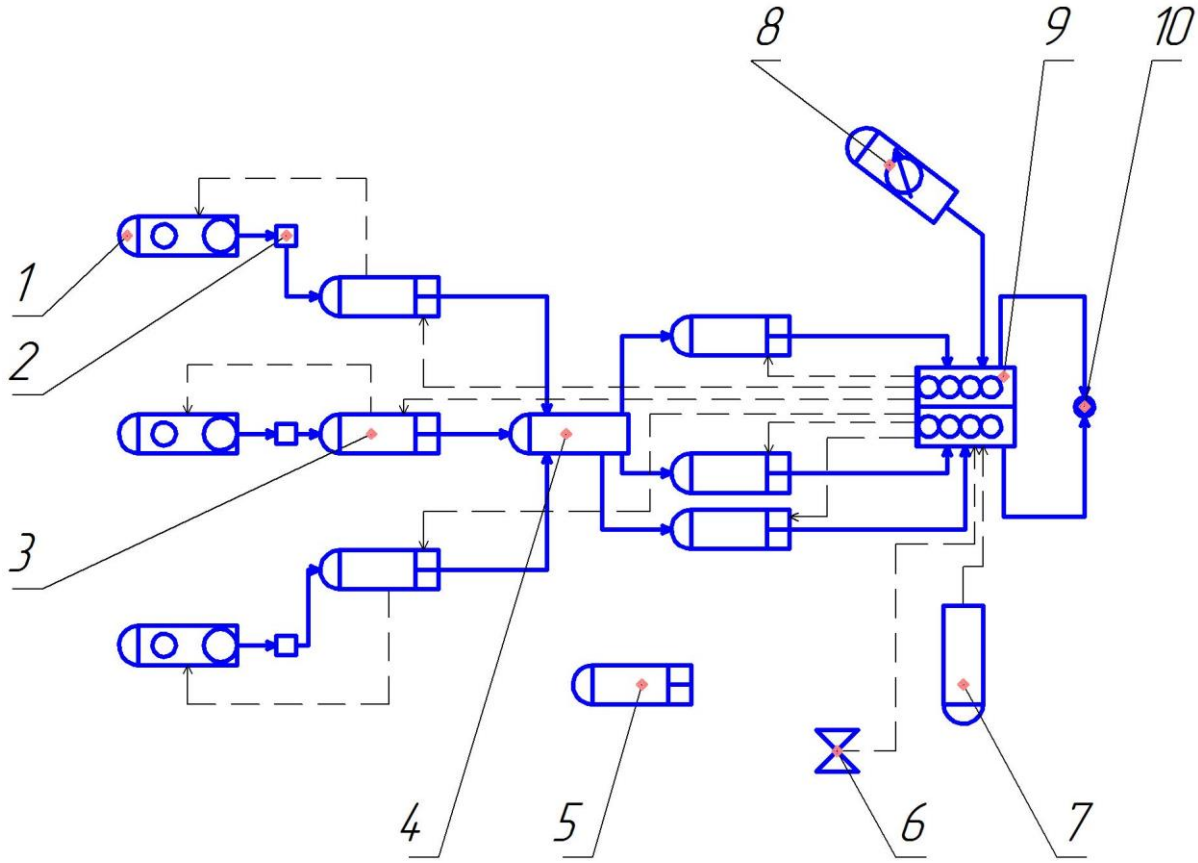

Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;

3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;

5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;

10 – устье скважины

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости (для второй ступени).

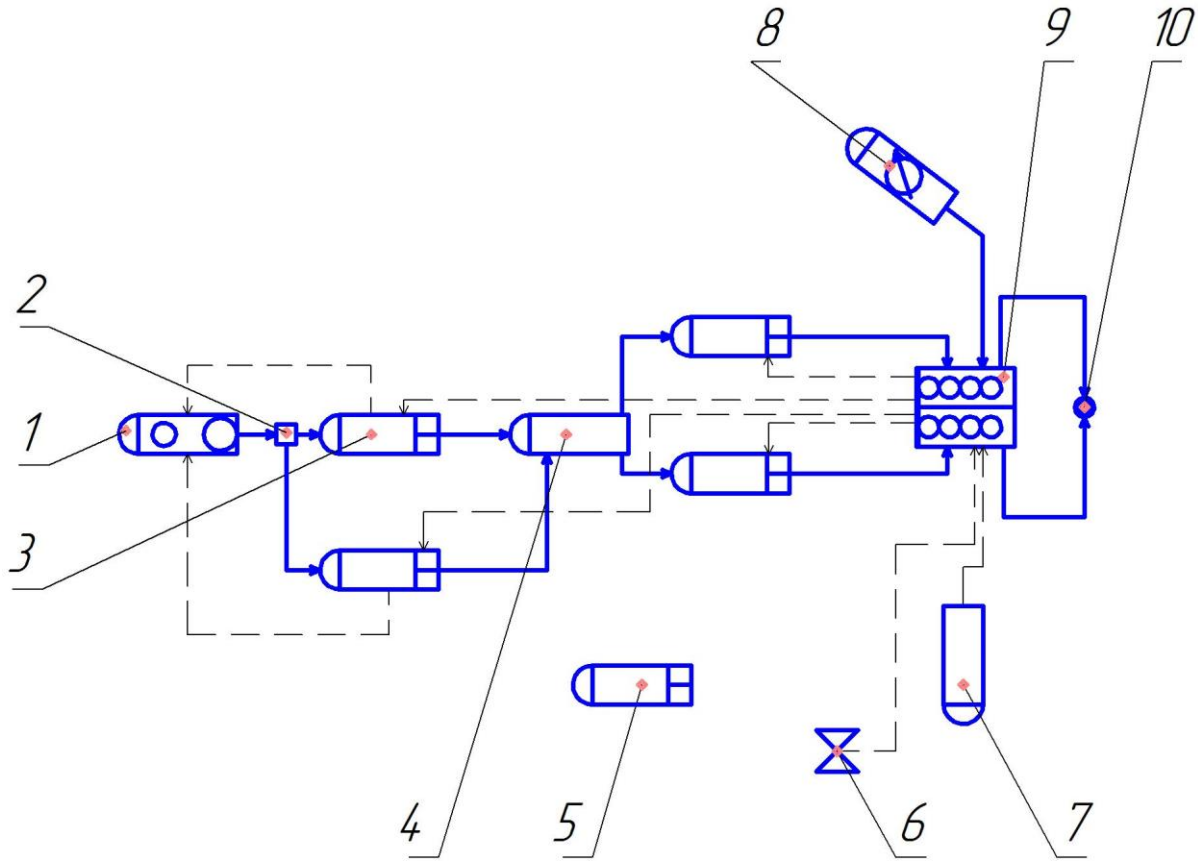

Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Графики изменения давления на цементировочной головке представлены на рисунках 13,14 (для первой и второй ступени соответственно).

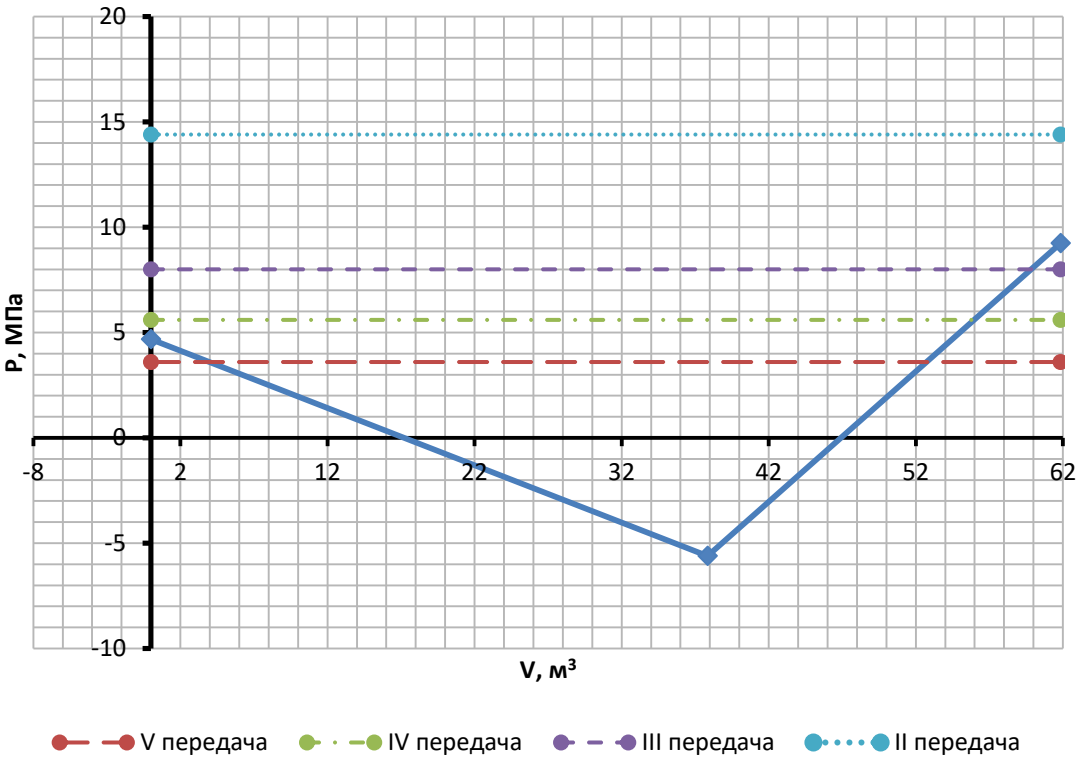

Рисунок 14 – График изменения давления на цементировочной головке

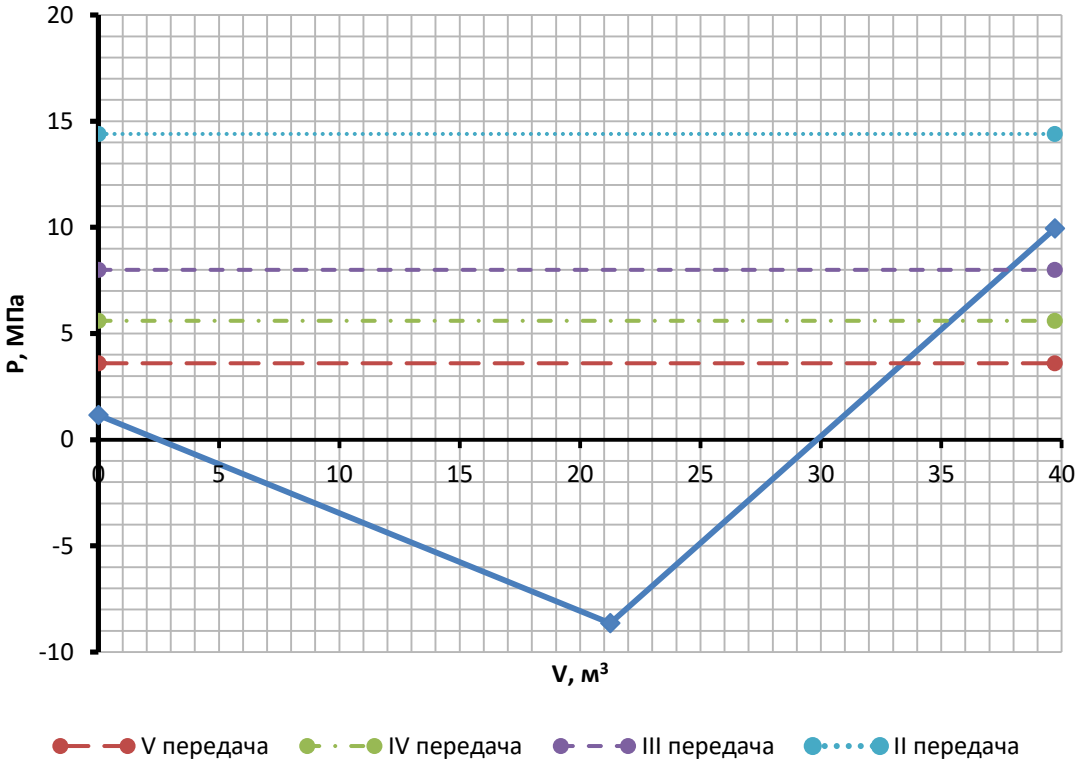

Рисунок 15 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 36 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 36 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, $м^3$
I ступень	
V	52,4
IV	3,6
III	4
II	1,8
II ступень	
V	33,5
IV	2
III	2,5
II	1,7

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 35 мин для первой ступени и 28 минут для второй ступени.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-178 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД-Т178-ОТТМ;
- муфта ступенчатого цементирования МСЦ-178;
- разделительные пробки ПРП-Ц- 178**;**
- центраторы ЦЦ-2 168/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 37).

Таблица 37 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
650-3130	ЦЦ-2 168/216	202

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор . Интервал перфорации составляет 1,7 м. Поскольку мощность пласта составляет 50 м по вертикали, то требуется не менее тридцати спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи свабирования. Свабирование - способ освоения скважин методом снижения уровня жидкости (рисунок 16).

Рисунок 16 – Схема системы для свабирования скважин

2.5. Выбор буровой установки

В таблице 38 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 38 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭУК			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	130,17	$Q_{бк}$ / [$G_{кр}$]	1,54
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	119,406	$Q_{об}$ / [$G_{кр}$]	1,67
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	169,22	$Q_{пр}$ / [$G_{кр}$]	1,18
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$) Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	150 74,2	$k_{по}$= $P_{о}$/ $P_{бо}$ ($k_{по}$>1,25)	2,56
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	119,406		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($К_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	55,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м^2 ($F_{бо}$)	475,5		

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

«Разработка алгоритма контроля параметров режима бурения для эффективного строительства заданного интервала скважины»

Для современного бурения скважин закономерными являются: увеличение объемов строительства скважин с горизонтальными участками ствола[10]; увеличение средней глубины скважин: за последние 15 лет средняя глубина скважин возросла на 100–500 м в зависимости от области применения[11]; рост средней протяженности скважин по стволу[11]. Анализ тенденций развития буровой отрасли по статистическим данным[10-13], позволяет сделать предположение об исключительной важности развития техники и технологий бурения, которые позволят обеспечить качественную проводку запроектированного ствола в кратчайшие сроки. Это подчеркивает актуальность постоянного развития систем интеллектуального контроля и управления процессом бурения.

Следовательно, вопрос создания современной системы интеллектуального контроля и сопровождения процесса бурения является актуальным. В связи с этим, было решено разработать блок-схему подобной системы для современных условий бурения, отвечающей следующим требованиям:

- наличие пополняемой базы данных с элементами «самообучения» системы;
- прецедентный тип работы;
- выдача рекомендательных управленческих решений оператору с учетом проектных и фактических показателей процесса бурения;
- система записи с возможностью записи информации на носитель и на сервер в сети Интернет;
- контроль технологических параметров режима бурения;
- контроль технического состояния оборудования;
- оценка экономического эффекта буровых работ;
- учет обратной связи от буровой бригады и инженерного состава;

- контроль эффективности работы буровой бригады;

- наличие системы видеонаблюдения за основными блоками буровой.

При этом сама система должна отвечать условиям: надежности; минимальности (минимум дополнительного оборудования и минимум вмешательства в технологический процесс); эргономичности; скорости анализа и выдачи решений.

Далее была разработана альтернативная блок-схема системы интеллектуального контроля и управления процессом бурения на рисунке 17. В данной системе можно выделить 4 функциональных блока:

- блок регистрации технологических параметров;

- блок оценки технического состояния бурового оборудования;

- блок сбора обратной связи и оценки эффективности работы буровой бригады;

- блок общей оценки экономической эффективности процесса бурения.

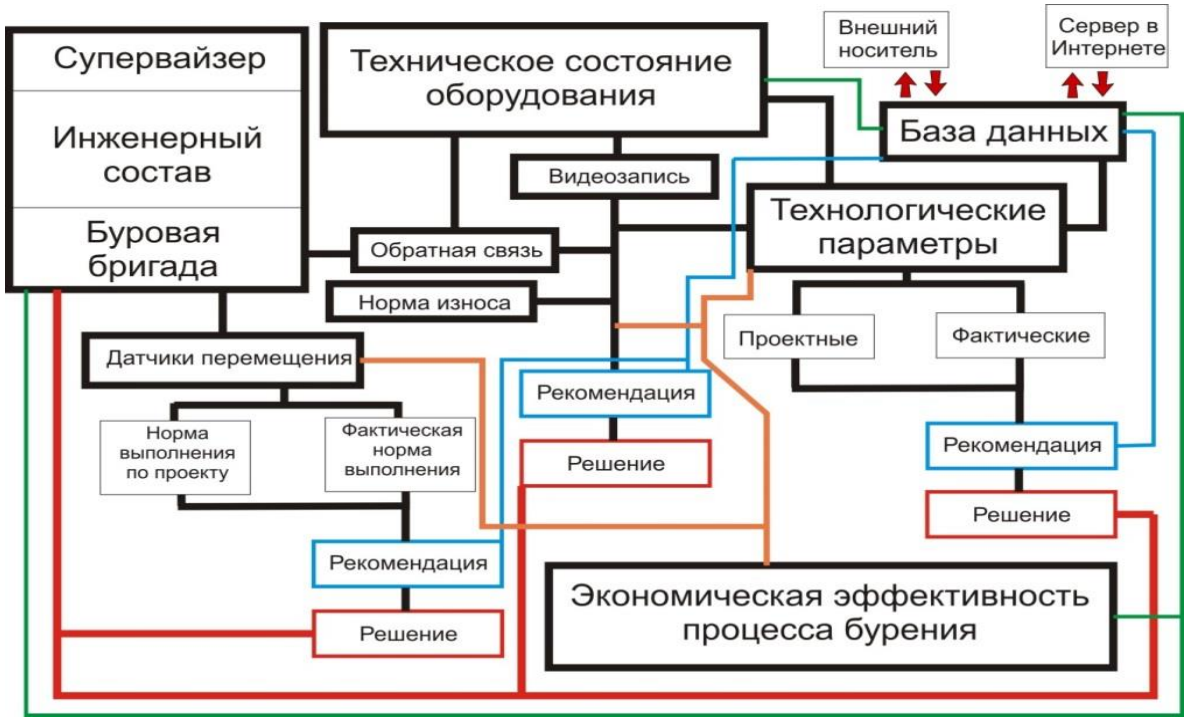

Рисунок 17 – Запроектированная блок-схема системы интеллектуального контроля и управления процессом бурения

Блок регистрации технологических параметров, как и его современные аналоги, собирает информацию от контрольно-измерительной аппаратуры в

процессе бурения. После этого параметры обрабатываются и сравниваются с проектными данными, которые задаются в формате исходных данных. После сравнения и с учетом прецедентного принципа работы с базой имеющихся данных (по уже пробуренным скважинам) система выдает варианты управленческих решений оператору, который в свою очередь передает эту информацию инженерному составу и буровой бригаде.

Блок технического состояния оборудование для анализа собирает информацию из следующих источников: динамика изменения технологических параметров при прочих равных условиях, оперативная видеозапись основных рабочих узлов буровой, обратную связь от буровой бригады. Производится анализ полученной информации с нормами износа бурового оборудования, которые задаются в виде исходных данных. На основе предыдущего опыта бурения система также выдает свои рекомендации, на основе которых оператор передает возможные решения бурового бригаде и инженерному составу для окончательного утверждения.

Блок сбора обратной связи и информации об эффективности работы персонала буровой подразумевает выполнение двух задач. Персонал буровой способен выдавать полезную информацию для системы и оператора о состоянии бурового оборудования и условиях бурения, причем регистрация и правильная интерпретация информации является обязанностью оператора системы. Оценка эффективности работы членов буровой бригады может быть организована благодаря установке, например, в каждой каске датчика перемещения. Это позволит системе производить анализ эффективности использования рабочего времени сотрудником и улучшать условия труда.

Блок оценки экономической эффективности процесса бурения является обобщающим. В его задачи входит сбор и анализ информации из описанных выше составляющих системы. Результатом является динамика изменения экономической эффективности в реальном режиме времени (в условных единицах). Возможность принятия управленческих решений в рамках

заданного проекта на скважину позволяет оценить их влияние на эффективность сооружения скважины и корректировать работу буровой бригады, управлять процессом бурения и работой бурового оборудования.

Вся информация записывается в базу данных, котораяработает по прецедентному принципу и выдает рекомендации по принятию управленческих решений. Данные сохраняются на сервере в интернете с возможностью получения отчета представителями компании-заказчика и сохраняются дополнительно на носителе в пределах буровой площадки.

Предложенная схема интеллектуальной системы контроля и сопровождения процесса бурения позволит повысить скорость и качество сооружения скважин благодаря наличию системы рекомендательной связи, возможности учета и применения опыта уже успешно сооруженных скважин. Данная система сложна на уровне проектирования и построения связей, определения зависимостей и закономерностей процесса бурения.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Структура и организационные формы работы ООО «БСК» «ГРАНД» представлены на рисунке 18.

Рисунок 18 – структура и организационные формы работы ООО «БСК» «ГРАНД»

Буровая сервисная компания «ИНК-СЕРВИС» - надёжный поставщик услуг по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин, занимающая значимое место на рынке Томской области.

«БСК» «ГРАНД» выполняет работы «под ключ»: обустраивает строительные площадки, монтаж и демонтаж оборудования, предоставляет гарантийно-техническое обслуживание, выполняет ремонтные работы. Производственные подразделения компании «БСК» «ГРАНД» ценятся

заказчиками за точность и аккуратность работ, соблюдение требований экологии, ориентацию на качество.

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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 берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит не каких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. 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.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час}, \quad (1)$$

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

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:

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

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (5)$$

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

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

Время бурения скважины длиной (по стволу) 3330 метров составляет 619,9 часов (механического бурения), время СПО составит 19,49 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 14 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 26,16 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_М = \frac{H}{t_М} \text{ м/час}, \quad (6)$$

где H – глубина скважины, м;
$t_М$ – продолжительность механического бурения, час.

$$V_М = \frac{3330}{384{,}5} = 7{,}75 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_р=A/(t_м+t_{спо})\ м/час, \quad (7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

$$Vp = \frac{3330}{(384{,}5+19{,}49)} = 7{,}45 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_к = (H*720)/T_к \text{ м/ст.мес}, \quad (8)$$

где $T_К$ – календарное время бурения, час.

$$Vк = \frac{3330 \bullet 720}{672{,}83} = 3745{,}6 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{СР} = \frac{H}{n} \text{ м}, \quad (9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

$$h_{ср} = \frac{3330}{3} = 1110 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (таблица 39).

Таблица 39 – Нормативная карта

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
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Строительно-монтажные работы										720
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение и крепление ствола скважины										
Бурение под направление	393,7 GRD 111	0	30	350	0,03	30	1	0,81	0,09	0,90
Промывка (ЕНВ)										0,02
Наращивание (ЕНВ)										0,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,15
Установка и вывод УБТ за палец										0,70
Крепление (ЕНВ)										14,95
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,98
Смена вахт (ЕНВ)										0,16
Итого:										20,76

Продолжение таблицы 39

Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Итого:	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	30	900	2900	0,032	870	1	38,3	3,38	41,68 0,59 10,40 0,27 0,43 1,40 0,60 45,84 5,32 0,80 5,17 112,50
Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) 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) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ- 214,3/100 С92	2695	2740	2000	0,06	45	1	3,94	10,21	14,15 0,89 0,60 0,70 0,43 1,28 0,55 - 17,12 1,79 0,30 37,81

Продолжение таблицы 39

Бурение под эксплуатационную колонну Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) 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) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 214,3 В 913 Н	900	3130	2900	0,06	230	1	10,62	10,21	20,83 0,88 0,60 0,27 0,43 2,22 0,95 55,93 11,23 4,67 0,8 98,81
Бурение под хвостовик Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) 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) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 146 В 613 УЕ.30	3130	3330	2700	0,06	170	1	42,11	12,30	54,41 0,99 6,20 0,27 0,43 2,80 1,20 53,00 15,52 6,74 1,20 142,76
Испытание скважины на продуктивность										336

При составлении линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения.

Линейно-календарный график представлен в таблице 40

Таблица 40 - Линейно-календарный график

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участвовавшие в строительстве скважины	**Затраты времени на одну скважину, месяц**	**Месяцы**											
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Вышкомонтажные работы (30 суток)													
Буровые работы (26 суток)													
Освоение (14 суток)													

4.2. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 41 - Сметная стоимость скважины

№ п/п	**Наименование работ и затрат**	**Объем**		**Сумма основных расходов на единицу объема**	**Итого стоимость на объем, тыс. руб.**
		Ед. изм.	**Количество**		
1	***ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ***				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2526		164190

	Итого полевых работ: Σ_1				167538,8
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2010,5
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2513,1
	Итого основных расходов: Σ_2				172062,3
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	34412,47
	- строительство временных зданий и сооружении	%	13	от Σ_2	22368,11
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				228842,9
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	24088,7
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	25809,35
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1340,31
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	5161,87
	- доплаты	%	8	от Σ_2	13764,99
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	8603,12
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_2	2884,2922
ИТОГО сметная стоимость					280597,5
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					331105,05

4.3 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей

Технико-экономические показатели работы ООО «ИНК-СЕРВИС» за 2014-2015 год приведены в таблице 42

Таблица 42 - Технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2014г. факт	2015г. факт	Отклонение +,-	Отклонение %
I	Бурение					
1.	Проходка, Всего	м	37961	62734	24773	165
2.	Закончено строительством, Всего	шт.	8	9	1	100
3.	Станко-месяцы, Всего (С Н/Г)	ст-мес	7,8	28,2	20,4	363

Продолжение таблицы 42

4.	Коммерческая скорость, Всего (С Н/Г)	м/ст-мес	1362	1537	175	571
5.	Начато бурением, Всего	скв	6	8	2	171
6.	Закончено бурением, Всего	скв	10	13	3	175
7.	Количество долот	шт.	85	396	283	433
8.	Количество долблений	шт.	92	413	321	449
9.	Количество допущенных Аварий	шт.		5	5	
10.	Время на Ликвидацию Аварий	час		408,5	408,5	
13.	Количество буровых бригад, Всего	шт.	2	3	1	150
	(В т.с. Работающих по оказанию услуг буровой бригадой)	-«-	1,3	0,2		15
14.	Проходка на буровую бригаду	м	15426	20911	5485	136
15.	Продолжительность стр-ва 1 скважины	сут	205,1	154,9	-50,2	82

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Темой данной выпускной квалификационной работе бакалавра является разработка технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении Томской области Парабельского района.

Проектируемые работы проводятся на открытой площадке, характер рельефа – равнинный, высокая заболоченность. Административно район строительства расположен в Томской области в Парабельском районе. Местность характеризуется

высокой продолжительностью зимнего периода (около 188 суток), среднегодовая температура составляет минус 1,9°С.

Целями составления настоящего раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

5.1. Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) представлена в таблице 43.

Таблица 43 –Опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (*по ГОСТ 12.0.003-74*)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа на буровой: работа на открытом воздухе и в помещении; работа в центральной системе грубой очистки; работа на приемных мостках; работа в насосном блоке; работа на столе ротора; работа на площадке верхового.	1. отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. превышение уровней шума; 3. превышение уровней вибрации; 4. отклонение показателей микроклимата в помещении; 5. недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. повреждения в результате контакта с насекомыми. 7. Работа с токсичными и вредными веществами	1. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 3. пожароопасность; 4. электрический ток;	СанПиН 2.2.4-548-96 [1]. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [2]. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 [3]. СП 52.13330.2011 [4]. ФЗ от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ [5]. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [6]. ГОСТ 12.1.007–76

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

а) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Источником возникновения фактора являются пониженные температуры атмосферного воздуха в зимний период и повышенные – в летний во время работы на приемных мостках при спуске и креплении обсадных колонн, а также работы на столе ротора и на площадке верхового при проведении спуско-подъемных операций. Максимально допустимые температуры, при которых работы на буровой не останавливаются, в холодное время года – до -35 °С с ветром, до -38 °С без ветра. При температуре -20 °С и ниже предусмотрен следующий режим работы сотрудников: до 12 минут перерыва для обогрева в теплом помещении каждый час работы. Индивидуальные средства защиты: спецодежда: пуховик, шапка, перчатки, штаны; необходимые перерывы в работе.

В летний период времени при длительном пребывании человека на открытом воздухе есть вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 $м^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 $Вт/м^2$ согласно СНиП 4557-88. К коллективным видам защиты относят рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. К индивидуальным – головные уборы.

б) Отклонение показателей микроклимата в производственном помещении. Источником возникновения фактора является работа в центральной системе грубой очистки (ЦСГО), работа в насосном блоке. В холодный период года для категории работ III с уровнем энергозатрат более 290 Вт температура воздуха в помещении должна быть в диапазоне 16-18 °С. В теплый период года – в диапазоне 18-20 °С

согласно СанПиН 2.2.4.548-96. При непопадании температуры в заданный диапазон предлагается использовать индивидуальные средства защиты: соответствующую одежду, головные уборы; коллективные средства защиты: обогреватели, вентиляторы.

в) Превышение уровней шума. Источником возникновения шума на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, сита в ЦСГО, различные движущиеся машины и механизмы. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты: планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин, звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей.

г) Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. Источниками вибрации на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, сита в ЦСГО, различные движущиеся машины и механизмы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ12.1.012-90 ССБТ. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

д) Недостаточная освещенность рабочей зоны. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: стол ротора –

100 лк; полатья верхового рабочего – 10 лк; приемный мост – 30 лк. Насосное помещение: пусковые ящики – 50 лк; буровые насосы – 25 лк. Помимо СНиП, освещенность регулируется правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности.

е) Повреждения в результате контакта с насекомыми. Буровая установка расположена в полевых условиях, поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками согласно ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

ж) Работа с токсичными и вредными веществами. Источником воздействия вредных и токсичных веществ на буровой является, в первую очередь, работа с хим. реагентами служащие для приготовления бурового раствора. Работа происходит с тиками вредными веществами как: едкие щелочи, хроматы и бихроматы, масла минеральные, сульфонол, сода кальцинированная, барит, окись алюминия, силикаты и силикатсодержащие пыли и другие вещества. Химические вещества, применяемые в производстве, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина действия различных вредных веществ на организм человека зависит от вида веществ и его физико-химических свойств. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.007-76. Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, не должна превышать 0,1 мг/ м для первого класса опасности, 0,1-1,0 мг/ м второго класса, 1,10-10,0 мг/ м третьего класса и более 10,0 мг/ м 4 класса

опасности. К средствам индивидуальной защиты относиться спецодежда, спецобувь, респираторы и очки.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

а) Пожароопасность. Источником возникновения пожара на буровой могут служить движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрические приборы, предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе, курение в неположенном месте, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности регулируются ВППБ 01-04-98 [13]. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Планировка площадки должна предусматривать: возможность свободного перемещения людей и пожарной техники при возникновении пожара на буровой; отвод жидкости, выбрасываемой из скважины при аварийных ситуациях;

предотвращение возможности затопления разлившейся жидкостью электрооборудования, находящегося под напряжением.

Выхлопные трубы всех ДВС, работающих на буровой площадке, как стационарных, так и входящих в состав передвижных агрегатов и транспортных средств, должны оборудоваться искрогасителями.

Территорию буровой очищают от следов нефтепродукта при каждой смене вахты.

Осветительное и силовое электрооборудование, применяемое в бурении, должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ).

Для освещения рабочей площадки при установке нефтяных ванн необходимо применять прожекторы, которые устанавливают на расстоянии 20—25 м от буровой на опорах высотой около 10 м.

Осветительную и силовую электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для невзрывоопасных помещений и установок.

Кабельные линии, прокладываемые на буровой площадке должны выполняться из цельных кусков кабелей и не содержать соединительных и осветительных кабельных муфт.

Особой предосторожности и тщательного соблюдения правил безопасности требуют работы, связанные с появлением на буровой площадке высокотемпературных источников зажигания.

б) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов. Наибольшую опасность представляет работа с буровой лебедкой, верхним приводом, буровыми насосами, силовыми приводами, механизмами очистки бурового раствора, а также СПО.

При их неправильной эксплуатации возможно получение механических травм. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами. Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя: внешний осмотр; статическое испытание; динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

в) Повышенное значение напряжения в электрической цепи. Источниками возникновения травм от электрического тока могут являться различные

электрические приборы (например, двигатели буровых насосов, вибросит, автоматических буровых ключей). Электробезопасность регулируется стандартом ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов: переменный (50 Гц): не более 2 В и 0,3 А, постоянный: не более 8 В и 1 А. В качестве средств индивидуальной защиты применяют изолирующие, защитные средства (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок; коллективной защиты – применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки.

5.2. Экологическая безопасность

а) Воздействия на атмосферу. Загрязнение атмосферного воздуха в период производства работ будет происходить от работающих самоходной техники, дизельных установок, котельной и при сжигании флюидов, получаемых в результате испытания скважин. Для сокращения выбросов в проекте предусмотрены ограничения по продолжительности испытания в соответствии с РД 153-39.0-109-01, гидрозатворы и поддоны в выхлопных коллекторах.

б) Воздействия на гидросферу. Потенциальное воздействие на подземные воды заключается в проникновении загрязнителей, как с дневной поверхности, так и в процессе бурения и испытания скважины через ее ствол. Протекающие или аварийные резервуары, ливневые стоки с пром. площадки могут привести к миграции загрязнителей в подземные воды. Для предотвращения этих явлений предусматривается обваловка по периметру буровой площадки, а также гидроизоляция амбаров. Водозабор обустраивается зоной санитарной охраны строгого режима.

в) Воздействия на литосферу. К вредным источникам относятся:

при подготовительных работах: строительная и дорожная техника, которая подготавливает буровую площадку для строительства скважины и нарушает почвенно-растительный покров на территории.

при бурении: сброс выбуренной породы, загрязненной буровым раствором, в шламовые амбары и прочих отходов бурения (сточных вод, буровых растворов); хозяйственно-бытовые отходы.

Технический этап включает в себя: очистку площадки от бетонных и металлических отходов, оставшихся по завершении строительства скважины, засыпку нагорных водоотводных канав, выполаживание или террасирование откосов, засыпку амбаров; строительство подъездных путей к рекультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них с учетом прохода сельскохозяйственной и другой техники; мелиорация токсичных пород и загрязненных почв, если невозможна их засыпка слоем потенциально плодородных пород; создание при необходимости экранирующего слоя; покрытие земель слоем потенциально плодородных пород или плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включать в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным чрезвычайным ситуациям при строительстве скважин следует отнести: лесные пожары, газонефтеводопроявления (ГНВП), взрывы горюче-смазочных материалов, разрушение буровой установки.

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе бурения, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины.

Основные причины, по которым возникают открытые фонтаны:

1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

2) некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;

3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;

4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях;

5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

6) неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жидкости, а также использование жидкостей низкого качества: плохо глинизирующие пласты, легко насыщающиеся газом и трудно освобождающиеся от него;

7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;

8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости);

9) снижение давления на вскрытие скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме бурильной колонны (в случае поршневания);

10) непринятие своевременных мер при ГНВП для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с ГНВП, обучение буровой бригады.

Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана – отсекателя, а под ведущей трубой шарового клапана. При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно доливаться при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора долитого в скважину. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

Действия буровой бригады при ГНВП:

1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;

2. загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);

3. оповестить руководство предприятия о ГНВП;

4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

1. вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;

2. глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162.

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ.

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех

необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро- или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) ПЭС мощностью до 125 кВт разрешается устанавливать в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста, должны устанавливаться на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м.

Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство поисково-оценочно вертикальной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении Томской области. Выпускная квалификационная работа содержит 5 глав: 1. общая и геологическая часть, 2. технологическая часть, 3. специальная часть, 4. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, 5. социальная ответственность.

В общей и геологической части проанализированы стратиграфические и литологические характеристика разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений, а также приведены краткие характеристики представленного литологического разреза.

Технологическая часть содержит все основные расчеты и проектные решения по строительству поисково-оценочно вертикальной скважины глубиной 3330.

В специальной части была рассмотрена разработка алгоритма контроля параметров режима бурения для эффективного строительства заданного интервала скважины.

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 нефтяной скважины.

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

Список использованных источников

1) Ковалев А. В., Епихин А. В. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.

2) Епихин А. В., Ковалев А. В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: методич. указания. – Т.: Издательство Томского политехнического университета, 2016, 152 с.

3) Самохвалов М. А., Ковалев А. В., Епихин А. В. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 55 с.

4) В. И Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. – Томск, 2016. – 24 с.

5) Овчинников В. П., Грачев С. И., Фролов А. А. (ред). Справочник бурового мастера в 2-х т. М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.

6) Абубакиров В. Ф., Буримов Ю. Г., Гноевых А. Н., Межлумов А. О., Близнюков В. Ю. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2003-494 с.

7) Калинин А. Г., Левицкий А. З., Никитин Б. А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учебник для вузов - М.: Недра, 2014. - 440с.

8) Калинин А. Г., Никитин Б. А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; – М.: Недра, 1997. – 648 с.: ил.

9) Рязанов В. И. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – 117 с.

10) Нигматулин Р.И., Нигматулин Б.И. Нефть, газ, энергия, мир, Россия: состояние и перспективы [Электронный ресурс]//ProАтом. Информационный сайт. – 2006. Режим доступа: http://www.proatom.ru/.

11) Богоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // Бурение и нефть. – 2013. - №3. – С. 3-7.

12) Добыча нефти [Электронный ресурс]// Все о нефти. Информационный сайт. Режим доступа: http://vseonefti.ru/upstream/.

13) Горизонтальное бурение RPI [Электронный ресурс]//Rogtec. Russianoil&gastechnologies. Информационный сайт. – 2014. Режим доступа: http://www.rogtecmagazine.com.

14) Овчинников В. П., Аксенова Н. А. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во Экспресс, 2008. – 309 с.

15) Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Издательство «Летопись», 2005. – 664 с.

16) Ананьев А. Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. – Волгоград, 2000. – 139 с.

17) Ермолаева Л. В. Буровые промывочные растворы. – Самара; Самар. гос. техн. ун-т, 2009. – 46 с.

18) Проектная документация на разведочную скважину №6 Южно-Майского нефтяного месторождения. ООО «Альянснефтегаз». – Томск, 2014. – 63 с.

19) Каталог продукции «ВНИИБТ буровой инструмент» 2016 года.

20) Каталог продукции «Буринтех» 2016 года.

21) Каталог продукции «ОАО Волгабурмаш» 2016 года.

22) Каталог продукции «АО «Пермнефтемашремонт» 2016 года.

23) Балденко Ф. Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. – 428 с.

24) Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Гноевых А. Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007. – Т2. Винтовые забойные двигатели. – 470 с.

25) Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Гноевых А. Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007. – Т1. Одновинтовые насосы. – 244 с.

26) Ахметов А. А., Балденко Д. Ф., Хадиев Д. Н. Винтовые забойные двигатели: новые возможности капитального ремонта скважин // Бурение и нефть, 2002. – №9.

27) Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 2008. - 196с.

28) Правила технической эксплуатации электроустановок. "НЦ ЭНАС", М., 2005 (621.3, П-683).

29) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 12.03.2013. – 154 с.