

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2530 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2530)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б52Т	Князев Вадим Александрович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З–2Б52Т	Князев Вадим Александрович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2530 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.05.2019 №3661/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком 20 м ³ /сутки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	– Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины – Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины; построение совмещенного графика давлений; определение числа обсадных колонн и глубины их спуска; выбор интервалов цементирования; расчет диаметров скважины и обсадных колонн; разработка схем обвязки устья скважины). – Углубление скважины (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента; расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент; расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента; выбор и обоснование типа забойного двигателя;

	расчет расхода промывочной жидкости; выбор компоновки и расчет буровой колонны; обоснование типов и компонентного состава буровых растворов; выбор гидравлической программы промывки скважины; технические средства и режимы бурения при отборе керна). – Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн на прочность; расчет наружных избыточных давлений; расчет внутренних избыточных давлений; конструирование обсадной колонны по длине; расчет процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; расчет объемов и компонентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости; выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования; выбор технологической оснастки обсадных колонн; проектирование процесса испытания и освоения скважины; выбор жидкости глушения; выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов; выбор типа пластоиспытателя). – Выбор буровой установки – Обзор современных модификаций роторных управляемых систем
Перечень графического материала:	1. ГТН (геолого-технический наряд). 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОГСН ШБИП Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Ст. преподаватель Фех Алина Ильдаровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4.02.2019
---	-----------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		
Ст. преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б52Т	Князев Вадим Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
З–2Б52Т	Князеву Вадиму Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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 времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ)
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Сроки строительства скважины: – Расчет нормативного времени на механическое бурение – Расчет рейсовой скорости
2. Сметная стоимость строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины
3. Расчет технико-экономических показателей	Расчет технико-экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4.02.2019
---	------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–2Б52Т	Князев Вадим Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З–2Б52Т	Князеву Вадиму Александровичу

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на газовом месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на газовом месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ 21752–76 Система «человек–машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования. ГОСТ 21753–76. Система «человек–машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенный уровень вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Опасные факторы: 1. Движущиеся части машин и механизмов; 2. Пожаровзрывобезопасность; 3. Электробезопасность; 4. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

3. Экологическая безопасность:	– защита селитебной зоны; – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – разработка действий в результате возникающей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4.02.2019
---	------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–2Б52Т	Князев Вадим Александрович		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	Общая и геологическая часть	10
5 апреля	Технологическая часть	40
31 апреля	Специальная часть	20
30 мая	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страницы, 13 рисунков, 26 таблиц, 39 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: скважина, газ, бурение, вертикальная скважина, разведочная скважина, нефтяное месторождение, отбор керна.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2530 метров на месторождении (Красноярский край).

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на газовом месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрен вариант цементирования с помощью цементировочного комплекса.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

Определения, сокращения

В данной работе применены следующие термины и сокращения с соответствующими расшифровками:

скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

нефтегазоводоночность: Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спускоподъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП–Ц – пробка разделительная продажная цементирующая;

ЦК – цементирующий комплекс.

ЕНВ – Единые нормы времени на бурение скважин на нефть

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Геологические условия бурения скважины	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	15
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	17
2.2 Обоснование конструкции скважины	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Разработка схем обвязки устья скважины	19
2.3 Углубление скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	26
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	28
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	29
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	30
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	30
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	34
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	37
2.4.5 Выбор буровой установки.....	41
3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МОДИФИКАЦИЙ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ.....	43
3.1 Роторные управляемые системы.....	44
3.1.1 Принцип действия роторных управляемых систем.....	44
3.1.2 Принцип работы РУС типа «Push the bit».....	45
3.1.3 Принцип работы РУС типа «Point the bit».....	46
3.2 Роторные управляемые системы Geo–Pilot компании Sperry–Sun.....	48
3.3 Система AutoTrak компании Baker Hughes.....	49
3.4 Система Power Drive X5 компании Schlumberger.....	50
3.5 Анализ механизма искривления, основанного на асимметричном разрушении забоя.....	52
3.6 Анализ механизма искривления основанного на фрезеровании стенки скважины	53
3.7 Анализ механизма искривления, совмещающего перекося долота и фрезерование стенки	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	57
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	57
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.1.2 Расчет рейсовой скорости.....	60
4.2 Сметная стоимость строительства скважины	63
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	63
4.3 Расчет технико-экономических показателей	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
5.2 Производственная безопасность.....	68

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению..	68
5.3 Экологическая безопасность.....	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	81
ПРИЛОЖЕНИЕ А	85
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	88
ПРИЛОЖЕНИЕ В	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	92
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	107
ПРИЛОЖЕНИЕ И	105
ПРИЛОЖЕНИЕ К	108

ВВЕДЕНИЕ

В современных реалиях нефть и газ оказывают огромное влияние на развитие стран, либо упадок большинства экономических показателей в отсутствии оных.

По показателям нефтегазодобычи Российская Федерация уверенно удерживает ведущие позиции на протяжении многих лет. Помимо добычи нефтегазовый комплекс страны занимается экспортом сырой продукции, переработкой и изготовлением готовых продуктов из отходов нефтяного производства: синтетические масла, смазки, пластик, каучук и т.д.

Строительство скважины является одним из важнейших этапов добычи нефти и газа. Во многом качество и количество добываемого ресурса зависит от того, насколько корректно был составлен проект на строительство и выполнение всех его пунктов.

В настоящее время, при разработке и бурении скважины, используются постоянно обновляющиеся технические и технологические новшества. Это позволяет осуществлять добычу нефтегазовых ресурсов из ранее недоступных горизонтов.

В данной квалификационной работе рассматриваются применяемые на сегодняшний день технологии бурения скважин, включающие в себя этапы исследования геологических характеристик района, выбор технологического оборудования и режимов его работы, проектирование конструкции скважины и т.д. Все это позволит выбрать максимально эффективный и минимально затратный вариант бурения на заданном месторождении. Помимо этого, необходимо уделить немало внимания вопросам экологической обстановки и социальной ответственности, т.к. это обязательные условия при строительстве скважины в настоящее время.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2500 м представлена в большей степени глинами, аргиллитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б. Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными, 9 нефтеносными пластами и 9 газоносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2482–2508 м, с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 20 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0–2550 м ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдаче и обработку раствора химреагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;

- в интервале 400–2250 м, возможны поглощения бурового раствора интенсивностью 3 м³/час, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

- прихватоопасность в интервале бурения 0–2550 м возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистке ствола скважины от шлама;

- нефтегазоводопроявление в интервалах 731–2550 м, возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва

пород и градиентов давлений столба бурового раствора [3]. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

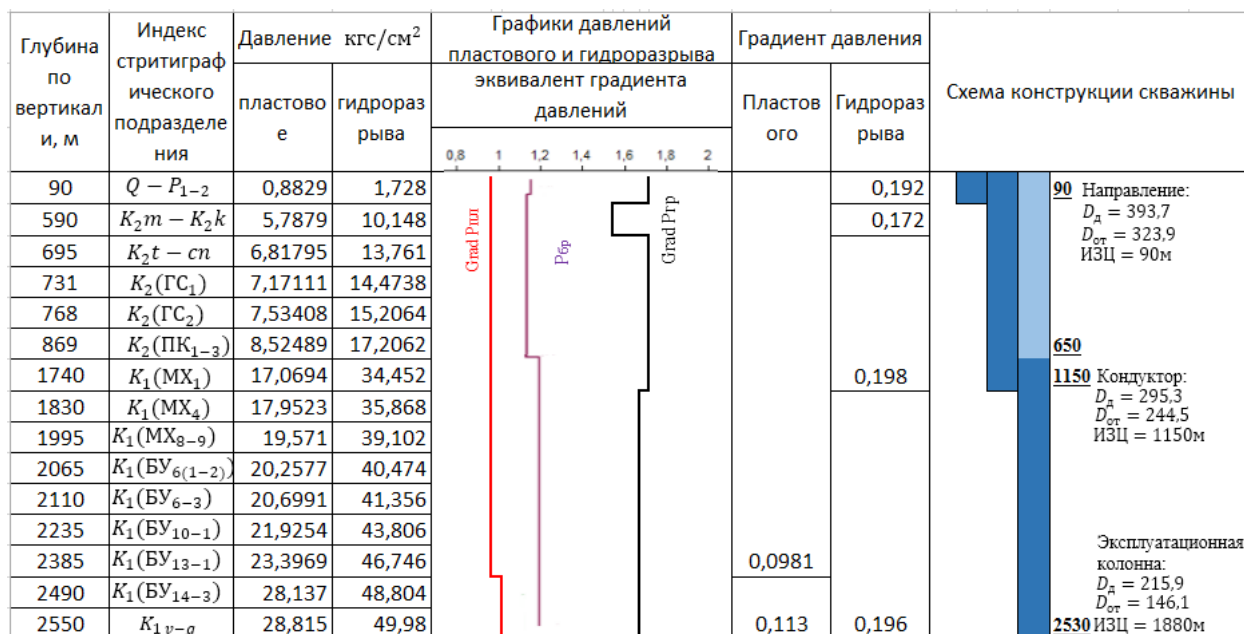


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта следует, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 90 м, так как мощность четвертичных отложений и мощность зоны ММП (многолетние мерзлые породы) составляет 80 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 1150 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–1150 м.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2530 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2490–2500 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0–90 м.
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–1150 м.
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650–2530 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины [19].

Таблица 1 – Количество обсадных колонн, глубины их спуска и цементирования

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м	
	от	до	от	до
Направление	0	90	0	90
Кондуктор	0	1150	0	1150
Эксплуатационная колонна	0	2530	650	2530

2.2.5 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s}, \quad (1)$$

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

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H, \quad (2)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.;

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

$$P_{\text{му газ 9}} = \frac{219,25}{2,718^{0,136}} = 20,52.$$

$$P_{\text{му}} = 20,52 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1–35–146х245 К1 ХЛ.

2. ПВО, соответствующее пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{\text{пл}} = 0,0113 \text{ МПа/м}$: ОП5–230/80х35.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения – необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов [4].

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом исходных горногеологических и технологических условий бурения. Для интервала 0–90 проектируем роторный способ бурения, так как не целесообразно использование гидравлического забойного двигателя, ввиду небольшого интервала бурения. Для интервалов 90–1150 и 1150–2530 проектируем гидравлический забойный двигатель для создания необходимой частоты вращения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–90	Направление	Роторный
90–1150	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1150–2530	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.

1. 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 горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно [16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко–средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота

обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя [2].

1. Для бурения интервала под направление 0–90 м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 90–1150 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко–средними горными породами [15].

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1150–2530 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен горными породами средней твердости [15].

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в приложении Д.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото [4].

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото $G_{\text{доп}}$ не должна превышать 80% от предельной $G_{\text{пред}}$, указанной в технической характеристике (паспорте) долота, то есть:

$$G_{\text{доп}} = 0,8 \cdot G_{\text{пред}}, \quad (3)$$

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения выполнен по методике, приведенной в [4]. Расчет выполнен в программном обеспечении Excel. Результаты расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные и результаты расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–90	90–1150	1150–2530	Отбор керна 2482–2508
1	2	3	4	5
Исходные данные				
A	1	1	1	1
P_ш, кг/см²	1000	2508	4440	3200
D_д, см	39,37	29,53	21,59	21,59
H	1	–	–	–
δ, см	1.5	–	–	–
q, кН/мм	0.4	100	80	–
G_{пред}, кН	230	140	80	49
Результаты проектирования				
G₁, кН	29	48	62	–
G₂, кН	156	219	150	–
G₃, кН	184	88	64	39
G_{проект}, кН	56	88	64	39

Получаем, что в направлении осевая нагрузка $G_2=156$ кН является наибольшей между G_1 и G_2 сравниваем её с $G_3=184$ кН отсюда следует G_2 меньше $G_{пред}$ значит берём расчетные данные G_2 .

При бурении интервала под кондуктор осевая нагрузка $G_2=219$ кН является наибольшей между G_1 и G_2 сравниваем её с $G_3=88$ кН отсюда следует G_2 больше $G_{пред}$ значит берём расчетные данные G_3 .

При бурении интервала под эксплуатационную колонну осевая нагрузка $G_2=150$ кН является наибольшей между G_1 и G_2 сравниваем её с $G_3=64$ кН отсюда следует G_2 больше $G_{пред}$ значит берём расчетные данные G_3 .

Для интервала под отбор керна выбираем осевую нагрузку согласно из условия допустимой.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения выполнен по методике, приведенной в [4]. Расчет выполнен в программном обеспечении Excel. Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные и результаты расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0–90	90–1150	1150–2530	Отбор керна 2482–2508
1		2	3	4	5
Исходные данные					
$V_{л}, \text{м/с}$		3	2	1.8	1.8
$D_{д}$	м	0.3937	0.2953	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9
$\tau, \text{мс}$		8	–	–	–
Z		26	–	–	–
A		0.9	–	–	–
Результаты проектирования					
$n_1, \text{об/мин}$		145	129	159	159
$n_2, \text{об/мин}$		406	–	–	–
$n_3, \text{об/мин}$		681	–	–	–
$n_{проект}, \text{об/мин}$		80	129	159	80

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. В интервале бурения под направление (0–90 м) и отбора керна (2482–2508) проектируем 80 об/мин, исходя из возможностей буровой установки. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется только n1. Поскольку используются долото безопорные (PDC).

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота [4].

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения выполнено по методике, приведенной в [4]. Проектирование выполнено в программном обеспечении Excel. Результаты проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные и результаты проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0–90	90–1150	1150–2530
Исходные данные				
D_д	м	–	0,2953	0,2159
	мм	–	295,3	215,9
G_{ос}, кН		–	110	60
Q, Н*м/кН		–	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D_{зд}, мм		–	236	173
M_р, Н*м		–	4206,65	1751
M_о, Н*м		–	147,65	107,95
M_{уд}, Н*м/кН		–	36,9	27,4

Для интервала бурения 90–1150 м (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 4,2 кН*м, из опыта

бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР–210.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки [15].

Для интервала бурения 1150–2530 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР–172/7/8.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород [15].

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ–210 7/8.49	90–1150	210	9507	1825	48–145	190–360	12,5–21,5	226
ДГР–172/7/8.56	1150–2530	172	8.6	1189	17–38	70–160	10,0–15,5	211

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18]. Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и

эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-техническому условию бурения разведочной скважины, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта [5]:

- интервал бурения 0–90 м под направления;
- бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 90–1150 м под кондуктор;
- полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 1150–2530 м под эксплуатационную колонну – полимерглинистого буровой раствор.

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

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Д.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины» [19].

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины; – устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д. [5]. Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения и области допустимого расхода бурового раствора представлены в приложении Д 4.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 55 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 43 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 27 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении Д.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2072–2500 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна: 2482–2508 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения запланированного интервала.

Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен переслаиванием песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернапримателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки [16]

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0–7Б	Масса, кг
У9–215,9/80 Sc–3 т	215.9	80	МК–150х6х1:8	30

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна кернаотборного снаряда представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернаотборного снаряда [16]

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верх	низ	
У КЦ – 80	164	27 (1)	80	27000	3–121 (М)	МК–150х6х1:8	2300

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 9.

Таблица 9 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна [16]

Интервал, м	Тип кернаотборного снаряд	Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2482 – 2508	У9–215,9/80 Sc–3 т	2–5	60–120	18–25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

1) Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 787 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1050 \text{ кг/м}^3$.

Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39–00147001–767–2000 [20].

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2530 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 650 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 890 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 100 м для газовой скважины.

Высота цементного стакана $h_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

2) Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [8].

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 2.

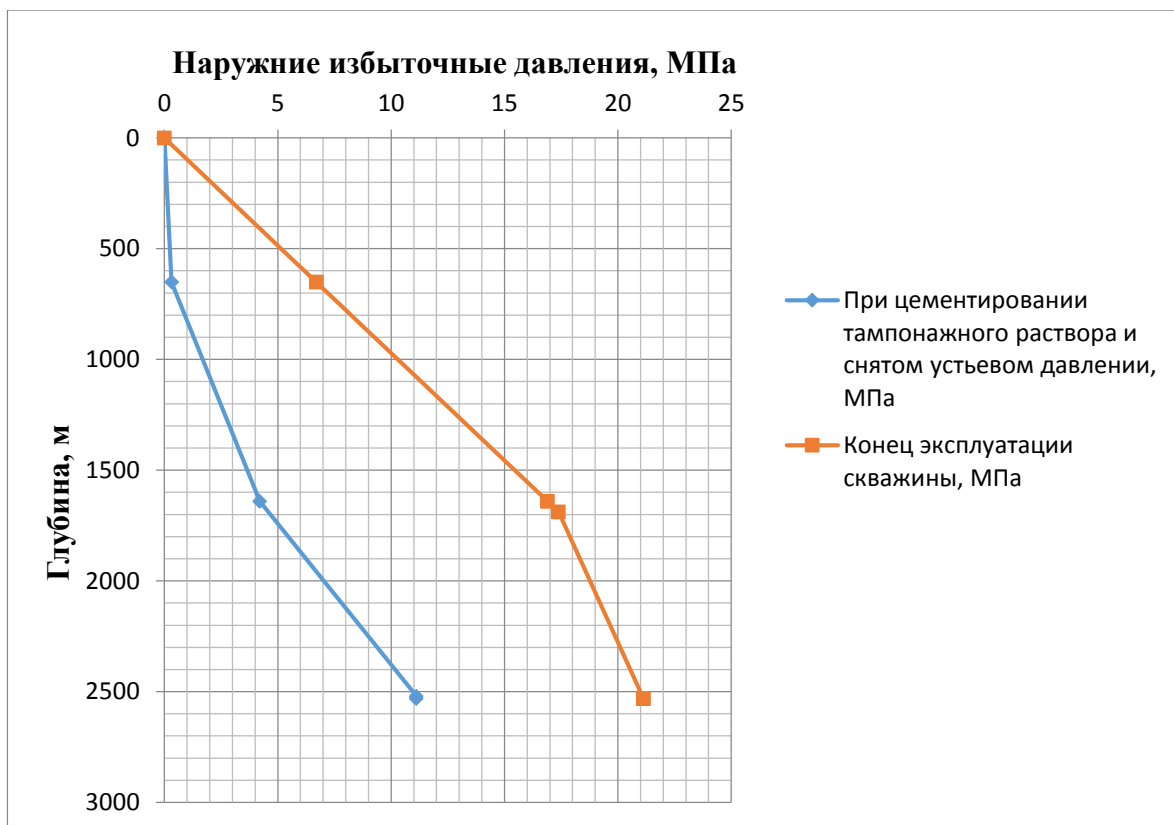


Рисунок 2 – Эпюры наружных избыточных давлений

3) Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [8].

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (5)$$

где P_v – внутреннее давление, МПа;

P_n – наружное давление, МПа.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая [8].

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 4.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 3.

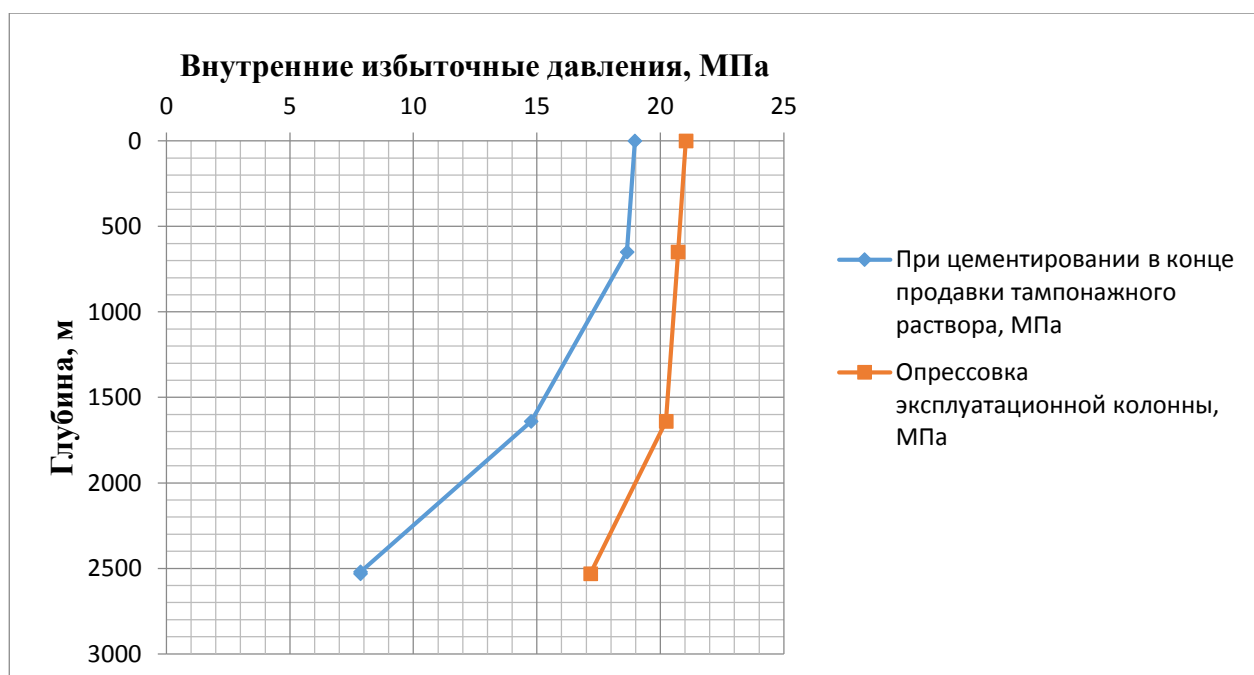


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

4) Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ [9].

Расчет параметров секций выполнен по методике, приведенной в [9]. Расчет выполнен в программном обеспечении Excel. Результат расчета параметров секций представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры секций

№ секции	Наружный диаметр, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки
					1 м трубы	секции	суммарный	
1	146,1	Д	8,5	840	0,251	210,84	963,43	1690–2530
2	146,1	Д	6,5	1690	0,229	387,01		0–1690
1	244,5	Д	11,1	1150	0,297	341,55		0–1150
1	323,9	Д	9,5	90	0,267	24,03		0–90

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (6)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

Согласно геологическим данным $P_{гп} = 49,7$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве:

$$P_{гд\ кп} = 0,155 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве:

$$P_{гс\ кп} = 36,007 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 6:

$$36,163 \text{ МПа} \leq 44,217 \text{ МПа.}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2. Расчет объёмов и компонентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг)/ количество мешков (шт.)	Наименование цемента	Масса компонентов (тонн)/ количество мешков (шт.)
Буферная	3,48	1050	14,29	МБП-СМ	296.8 / 12	–	–
	10.81			МБП-МВ	254.4 / 11	–	–
Облегченный тампонажный раствор	25,747	1400	22,474	НТФ	19,409	ПЦТ-III-Об 4-100	20,4/21
Тампонажный раствор нормальной плотности	25,747	1800	77,569	НТФ	34,553	ПЦТ-II-100	20,4/21
Продавочная жидкость	48,37	1000	48,37	–	–	–	–

3. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата [10]:

$$P_{\text{ца}} \geq P_{\text{цг}} / 0,8, \quad (7)$$

где $P_{\text{цг}}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования МПа,

$$P_{\text{цг}} = 20,49 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,61 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА–320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	скорость коробки передач					скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	–	32	18	12	7,6	–	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [10]:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (8)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 1$ машина типа УС6–30Н(У).
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 2$ машина типа УС630Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора, определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА–320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена в приложении Е.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделите льная продавоч ная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, D _{усл} =324мм	БКМ–324 ОТТМ	–	–	ЦЦ–324/394 (6)	Глухой переводник с КП–1
Кондуктор, D _{усл} =245мм	БКМ–246 ОТТМ	ЦКОДУ – 246 ОТТМ	ПРП–Ц– В–246	ЦЦ–246/295 (29)	ГЦУ–246
Экспл. колонна, D _{усл} =146мм	БКМ–146 ОТТМ	ЦКОДУ – 146 ОТТМ	ПРП–Ц– В–146	ЦЦ–146\216 (86)	ГЦУ–146

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

1. Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор КПО–114 [12]. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 26 м, глубина 2482–2508 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО–114 представлены в таблице 15.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО–114 потребуется одна спускоподъемная операция перфорационного комплекса в составе из 3 секций по 10 м.

Таблица 14 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО–114

Обозначение перфоратора	КПО 114		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП–00	ГП–01	БО
Диаметр перфоратора, мм	114		
Минимальный диаметр обсадной колонны	145		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), Мпа	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв/м	20		
Фазировка, град	60		
Глубина пробития комбинированной мишени, мм	1000	1200	260
Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,50
Глубина перфоканала по API–19B, мм	–	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по API–19B, мм	–	10,22	20,94
Длина секции, м	1–2		

2. Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ–11 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины, при наличии контейнера [13]. Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ–146 представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ146

Наружный диаметр, мм	146
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, Мпа	35
Максимальное давление, Мпа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3–86, 3–102

3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей устьевого и скважинного оборудования.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС [14]. Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Состав комплекса и технические характеристики

1	2
Очиститель сальниковый ОС2.1–000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, Мпа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633–80	
Устройство, освобождающее УО1–25.000, предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, Мпа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633–80	
Лубрикатор Л–89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, Мпа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633–80	
Ловушка механическая ЛСМ–78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	
Рабочее давление, Мпа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633–80	
Быстроразъемное соединение БРС–73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633–80	
Рабочее давление, Мпа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633–80	
Кран шаровый КШН–73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633–80	
Рабочее давление, Мпа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633–80	

Продолжение таблицы 16

1	2
Превентор малогабаритный ПМТ1.3–80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633–80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, Мпа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх – НКТ 89 ГОСТ 633–80, низ – ОТТМ 140 ГОСТ 633–80, патрубок–ниппель – НКТ 73, муфта – НКТ 60 ГОСТ 633–80	
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633–80	
Рабочее давление, Мпа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх – ОТТМ 140 ГОСТ 633–80, низ – НКТ 89ВН ГОСТ 633–80	
Фланец трубодержатель ФТ–89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматурой	
Рабочее давление, Мпа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх – НКТ 89ВН, низ – НКТ 89 ГОСТ 633–80	

4. Скважинное оборудование для свабирования КС–62 [14]

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Состав оборудования свабирования и технические характеристики

1	2
Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633–80	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633–80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633–80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ 73 ГОСТ 633–80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС 62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из колонны скважины при обрыве каната.	
Диаметр наружный, мм	57

Продолжение таблицы 17

1	2
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633–80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633–80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.4.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско–подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [4].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{ок} \geq 0,6, \quad (9)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9, \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (11)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (12)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

Q_{max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ–3000 ЭУК–1М.

Расчет выбора буровой установки выполнен по методике, приведенной в [4]. Расчет выполнен в программном обеспечении Excel. Результаты расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ–3000 ЭУК–1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	97,0	$[G_{кр}]/Q_{бк} \geq 0,6$	2,06
Максимальный вес обсадной колонны	69,0	$[G_{кр}]/Q_{бк} \geq 0,9$	2,89
Вес колонны при ликвидации прихвата	126,1	$[G_{кр}]/Q_{бк} \geq 1,0$	1,58

3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МОДИФИКАЦИЙ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ

Бурение горизонтальных скважин является одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и газа, что позволяет намного увеличить площадь фильтрации пластового флюида за счет длины горизонтального участка.

На настоящий момент, верхом технологии бурения наклонно-направленных скважин, являются роторные управляемые системы (РУС).

Появление возможности бурения наклонно-направленных скважин было отчасти обусловлено развитием роторного бурения и разработкой шарошечных долот. В силу своей конструкции такие долота уходят в сторону при определенных значениях различных параметров пласта или режима бурения, как-то: падение или возрастание твердости пласта, скорость вращения, нагрузка на долото и конструкция шарошек. В ряде регионов опытные буровики отметили присущее долоту стремление отклоняться в сторону в некоторой степени предсказуемым образом. По этой причине они нередко пытались несколько увеличить угол наклона скважины, чтобы компенсировать ожидаемый снос между положением скважины на поверхности земли и кругом допуска забоя.

Наиболее важная особенность РУС состоит в том, что она обеспечивает непрерывное вращение бурильной трубы, тем самым исключая необходимость скольжения в ходе наклонно-направленного бурения. Инструменты РУС практически мгновенно реагируют на команды с поверхности, когда буровику необходимо изменить траекторию забоя. На раннем этапе такие системы использовали, главным образом, для бурения скважин с большим отходом от вертикали, в которых возможность протаскивания управляемых двигателей ограничивается трением в стволе скважины. Их применение часто обеспечивало улучшенную скорость проходки и качество ствола скважины по сравнению с прежними системами. Сегодня РУС широко применяют, благодаря возможности

бурения прямолинейных скважин, промывки ствола и точного контроля параметров бурения.

3.1 Роторные управляемые системы

3.1.1 Принцип действия роторных управляемых систем

В настоящее время для проходки вертикальных, наклонных и горизонтальных стволов активно применяются rotary steerable system (RSS) – роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки или ротором, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС. Данные системы являются наиболее совершенными, а в сочетании с системами телеметрии и геонавигации превратились в совершенные беспилотные средства дистанционного управления направлением буримых скважин. Возможности этих систем впечатляют: при высочайших точности ($\pm 0,1^\circ$) и оперативности данные системы способны осуществлять бурение скважин любой ориентации в пространстве протяжённостью до 13 км непрерывными рейсами.

Эффективность РУС определяется следующими обстоятельствами:

- улучшается вынос шлама, так как РУС не создаёт зауженных интервалов ствола скважины;
- повышается скорость проходки, поскольку эффективный вынос шлама препятствует его осаждению, что положительно влияет на процесс разрушения породы;
- повышается скорость бурения, и длина горизонтального ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны;
- сокращается риск механического и дифференциального прихватов, поскольку нет неподвижных элементов РУС, контактирующих с обсадной колонной, отклонителем или стенкой ствола скважины.

На рисунке 4 приведена блок-схема взаимодействия современной отклоняющей системы типа РУС.

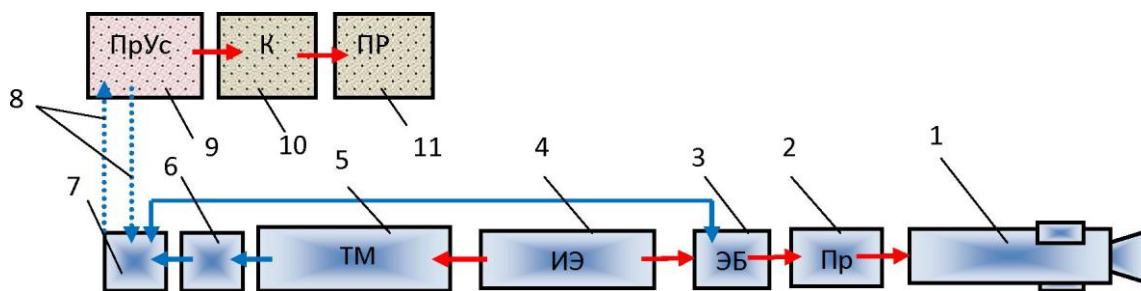


Рисунок 4 – Блок-схема взаимодействия РУС: 1 – механизм искривления; 2 – привод механизма искривления; 3 – электронный блок управления приводом механизма искривления; 4 – источник электроэнергии (гидротурбина или аккумуляторные батареи); 5 – телеметрия; 6 – электронный блок телеметрии; 7 – блок передачи и приема информации, передаваемой с поверхности и к забойной системе; 8 – канал связи (гидроимпульсный, электромагнитный); 9 – приемное устройство и усилитель сигнала; 10 – компьютер; 11 – прибор для визуального контроля процесса бурения на буровой

Различают три типа РУС: реализующие механизм фрезерования стенки «Push the bit», реализующие механизм асимметричного разрушения забоя вследствие перекоса долота «Point the bit», а также РУС совмещающие эти два механизма и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу.

3.1.2 Принцип работы РУС типа «Push the bit»

Система «Push the bit» – предполагает набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия. В системе с отклонением долота отклоняющая сила на долоте $P_{от}$ появляется в результате выдвижения лопаток, осуществляющих давление на стенку скважины с усилием P_p .

Пример системы «Push the bit» представлен на рисунке 5.

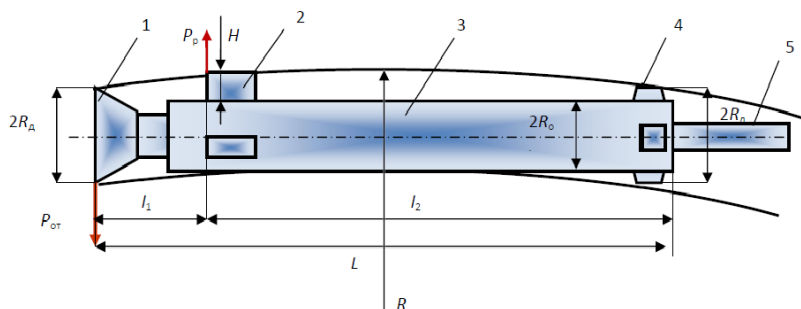


Рисунок 5 – Схема радиуса искривления РУС с радиальным смещением долота: 1 – долото; 2 – выдвижные лопатки; 3 – корпус; 4 – верхний стабилизатор; 5 – труба; D_d – диаметр долота; H – выход лопатки из корпуса; D_o – диаметр корпуса; D_4 – диаметр стабилизатора

3.1.3 Принцип работы РУС типа «Point the bit»

В РУС реализующих механизм перекоса долота – «Point the bit» используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины. В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом. Ориентация изгиба вала контролируется с помощью серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что буровая колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранить геостационарную ориентацию торца бурового инструмента при вращении колонны. Пример системы «Point the bit» представлен на рисунке 6.

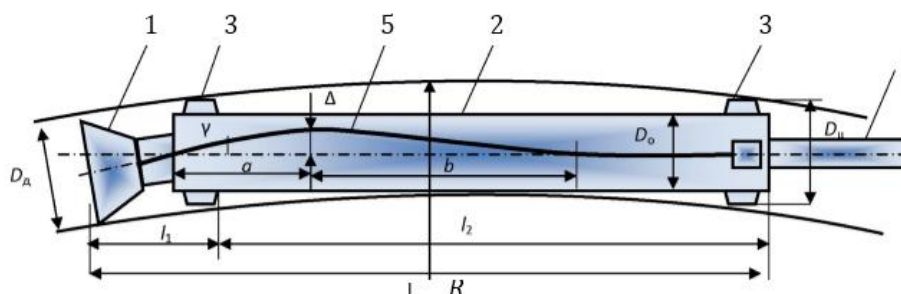


Рисунок 6 – Схема радиуса искривления РУС с изменением направления перекоса долота: 1 – долото; 2 – корпус; 3 – стабилизатор; 4 – труба; 5 – вал отклонителя; D_d – диаметр долота; D_o – диаметр корпуса; $D_{ц}$ – диаметр стабилизатора

В системе РУС с изменением направления перекоса или позиционирования долота «Point the bit» используются механизм управления с эксцентриковой втулкой. Схема работы устройства данного типа показана на рисунке 7.

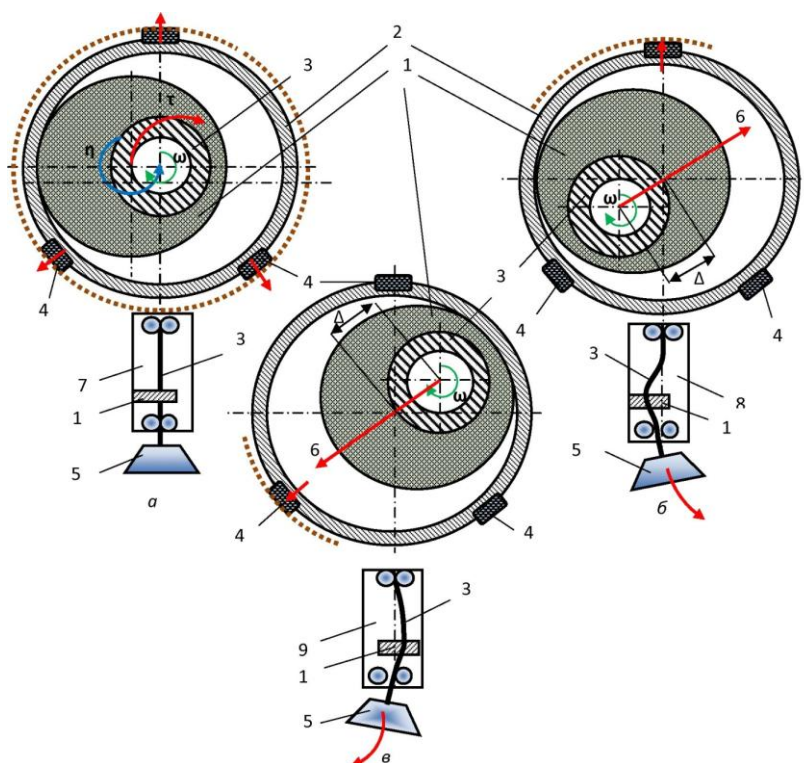


Рисунок 7 – Схема работы РУС с позиционированием долот: *а* – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения; *б, в* – положения системы, определяющей изменение направления бурения; 1 – эксцентриковая втулка; 2 – корпус статора; 3 – вал-ротор; 4 – выдвижные плашки; 5 – долото; 6 – направление искривления скважины; 7 – схема РУС при прямолинейном бурении; 8, 9 – схемы РУС при изменении

Эксцентриковая втулка 1 имеет возможность поворота как вокруг собственной оси в направлении η , так и вокруг оси корпуса.

3.2 Роторные управляемые системы Geo-Pilot компании Sperry-Sun

В управляемой роторной системе Geo-Pilot используется управляемый отклонитель, состоящий из цельного вала, расположенного между долотом и верхней частью инструмента. Роторная управляемая система Geo-Pilot компании Sperry–Sun представлена на рисунке 8.

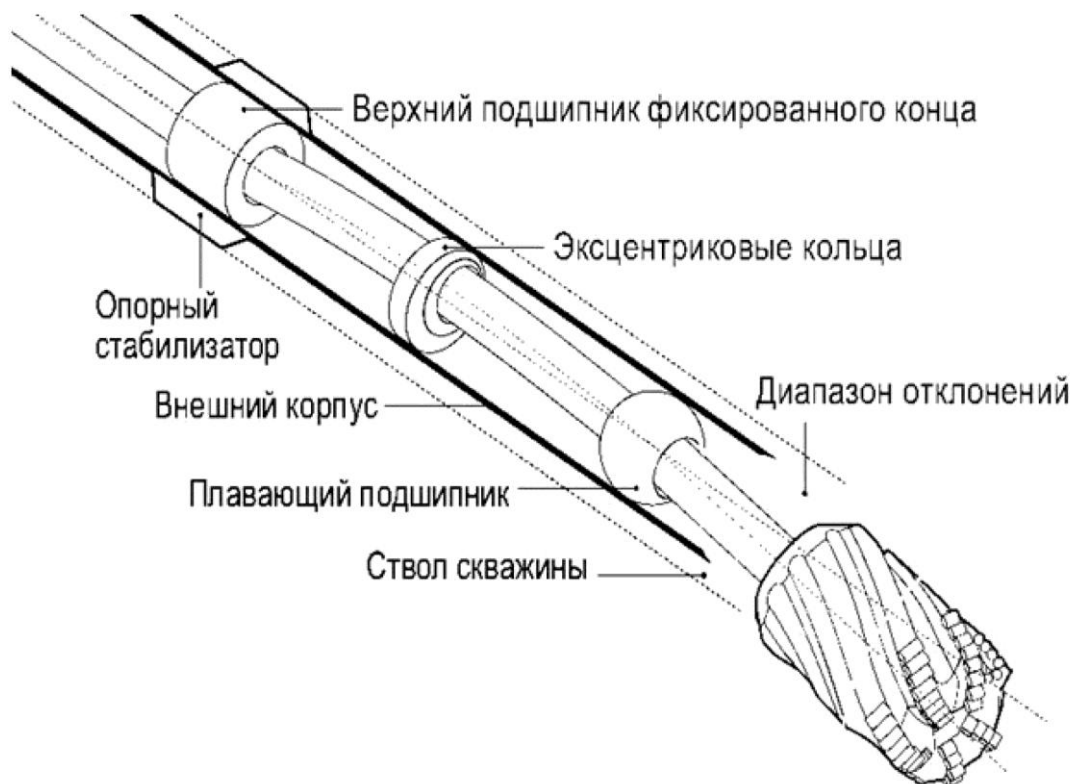


Рисунок 8 – Управляемая система вращательного бурения Geo-Pilot

Выполненный из нержавеющей высокопрочной стали вал имеет внутренний канал для прохода бурового раствора. Компактный и прочный отклоняющий узел, размещённый внутри не вращающейся верхней части корпуса передаёт контролируемое отклонение на вал через два вращающихся эксцентриковых кольца. Связь с эксцентриковыми кольцами сверху и снизу осуществляется с помощью двух систем привода.

В результате действия одного или обеих систем привода кольца поворачиваются вместе или по отдельности и отводят вал в сторону по осевой линии корпуса, заставляя вал искривляться и ориентировать долото в направлении заданного угла установки отклонителя. Специально

сконструированные вращающиеся уплотнения внутри корпуса не позволяют буровому раствору попадать внутрь системы, а смазочной жидкости вытекать наружу.

Секция вала, проходящая через корпус, опирается на верхний подшипник фиксированного конца, подшипник радиальной опоры и нижний плавающий подшипник. Когда эксцентриковые кольца изгибают вал, то вал изгибается между верхним подшипником фиксированного конца, который не даёт валу изгибаться выше себя и нижним плавающим подшипником, который позволяет долоту отклоняться в любом заданном направлении и свободно вращаться. Так как основная нагрузка на долото передаётся через корпус, то благодаря этому вал можно сделать более тонким и управляемым.

Инструмент работает, контролируя направление эксцентрика внутренней втулки, которая смещает вал и, соответственно, долото в заданном направлении.

3.3 Система AutoTrak компании Baker Hughes

Системы используют механизмы автоматического ориентирования и управляют траекторией скважины путём фрезерования стенки скважины. В системах расширяющийся, не вращающийся стабилизатор обеспечивает статическое боковое усилие, приложенное к стенке скважины, что вызывает противодействующее усилие, приложенное к стабилизатору и долоту. Интенсивность искривления скважины определяется соотношением объёмов бокового резания и бурения в прямом направлении. В обеих системах на уровне долота ось вращения долота всегда расположена под углом по отношению к оси скважины. Величина этого угла определяется геометрией инструмента и радиусом кривизны скважины.

Скважинный компьютер производит сравнение данных, полученных системой контроля MWD с проектными характеристиками траектории, затем передаёт команду на наддолотный блок отклонения для корректировки курса. Передаёт данные на поверхность, получает команды по корректировке курса.

Наддолотный сенсор отклонения следит за отклонением долота. Производит передачу данных забойной системе контроля MWD. Система AutoTrak компании Baker Hughes представлена на рисунке 9.

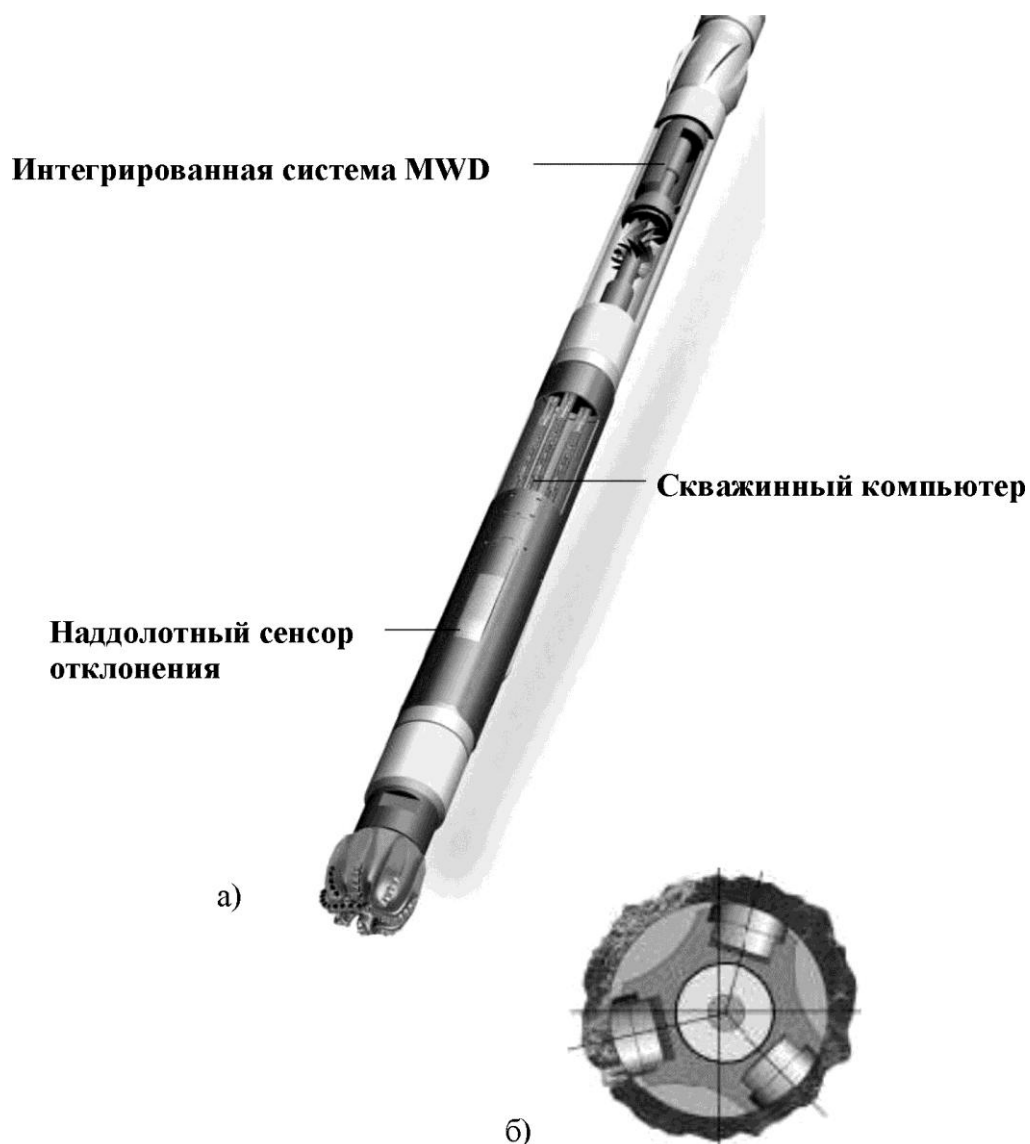


Рисунок 9 – Роторная система AutoTrak: а) основные компоненты системы; б) не вращающийся расширяющийся стабилизатор

3.4 Система Power Drive X5 компании Schlumberger

Роторные управляемые системы Power Drive X5 компании Schlumberger (представлена на рисунке 10) реализуют набор кривизны с отклонением долота «Push the bit».

РУС Power Drive X5 обеспечивают бурение полностью вращающейся роторной системой для осуществления наклонно-направленного бурения и проходки прямолинейных стволов. При этом конструкция РУС имеет возможность получения данных в режиме реального времени при использовании с телеметрическими системами Power Pulse и Power Scope.

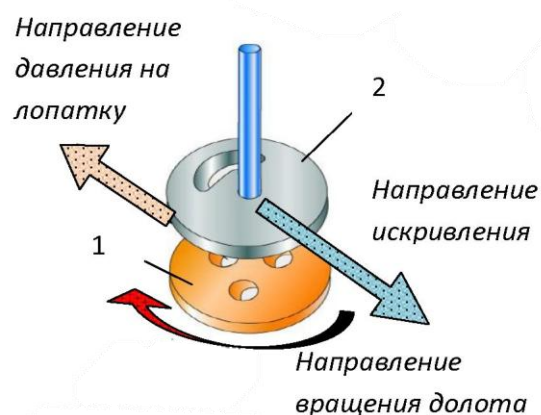


Рисунок 10 – Роторная система Power Drive X5

Роторные управляемые системы Power Drive X5 позволяют производить в процессе бурения:

- измерение зенитного и азимутального углов в непосредственной близости от долота;
- измерение уровня вибрации и ударной нагрузки КНБК;
- измерение скорости вращения долота;
- измерение гамма-излучения для геонавигации;
- производить режим автоматического поддержания зенитного угла.

3.5 Анализ механизма искривления, основанного на асимметричном разрушении забоя

На механизме искривления основанного на асимметричном разрушении забоя, вследствие перекоса породоразрушающего инструмента основаны роторные управляемые системы типа «Point the bit». Проанализируем данный механизм искривления.

Интенсивность набора кривизны асимметричного разрушения забоя определяется зависимостью:

$$i_a = \frac{57,3(D_c - d_k)}{l^2}, \quad (13)$$

где D_c , d_k – диаметры скважины и корпуса РУС в месте контакта со стенкой скважины при перекосе, м;

l – расстояние от забоя до точки контакта корпуса ОНД со стенкой скважины при перекосе нижней части отклонителя, м;

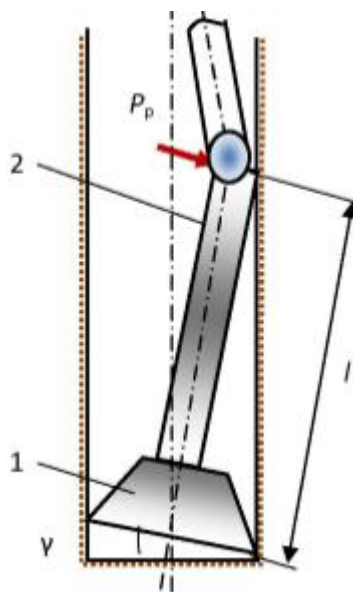


Рисунок 11 – Схема набора кривизны РУС асимметричного разрушения забоя: 1 – породоразрушающий инструмент; 2 – корпус РУС; P_p – распорное усилие; γ – угол перекоса породоразрушающего инструмента; l – расстояние от забоя до точки контакта корпуса ОНД со стенкой скважины при перекосе нижней части отклонителя

Из формулы (13) и схемы на рисунка 11 следует, что интенсивность искривления скважины задается конструктивными размерами РУС и диаметром скважины, а отклоняющая сила на породоразрушающем инструменте отсутствует.

В результате конструкции РУС, реализующие процесс асимметричного разрушения забоя, менее нагружены и деформированы, а потому достаточно просты по конструкции и в работе достаточно надежны, а также отличаются возможностью прогнозировать интенсивность искривления и получать ее при искривлении с высокой точностью.

3.6 Анализ механизма искривления основанного на фрезеровании стенки скважины

На механизме искривления реализуемого за счет фрезерования стенки скважины основана роторные управляемая системы типа «Push the bit». Проведем анализ данного механизма.

Интенсивность искривления, реализуемая отклонителем фрезерующего типа, может определяться следующей аналитической зависимостью:

$$i_{\phi} = \frac{57.3 v_{\phi}}{v_{\phi} L_{\text{ж}}}, \quad (14)$$

где V_{ϕ} , v_{ϕ} – скорости фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и углубления забоя, м/ч;

$L_{\text{ж}}$ – длина жесткой базы отклонителя, м.

На рисунке 12 приведены схемы, поясняющие процесс набора кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия $P_{\text{отк}}$. При этом условием идеальной реализации данного вида искривления будет равенство нулю угла перекоса оси породоразрушающего инструмента по отношению к оси скважины.

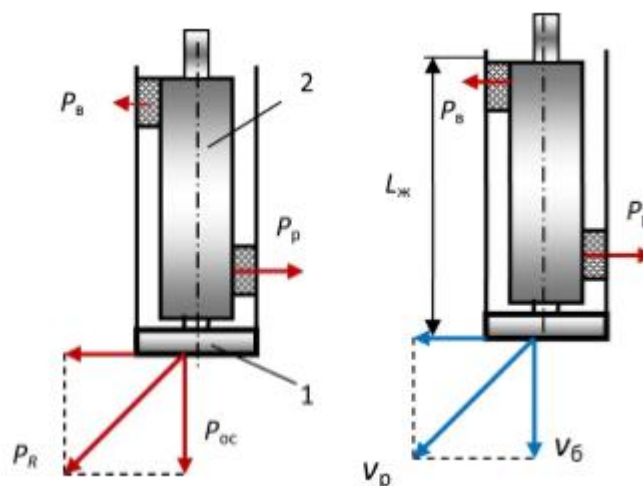


Рисунок 12 – Схемы процесса набора кривизны фрезерованием стенки скважины

Преимуществом искривления скважины вследствие фрезерования стенки ствола скважины состоит в значительном увеличении интенсивности искривления скважин, что позволяет сократить интервал бурения и объем работ с отклоняющими КНБК. Процесс набора кривизны фрезерованием существенно ограничивается величиной скорости бурения. Так, например, высокая скорость бурения приведет к ограничению или даже полному устранению процесса искривления ствола скважины.

3.7 Анализ механизма искривления, совмещающего перекос долота и фрезерование стенки

Гибридный механизм искривления послужил основой для роторной управляемой системы гибридного типа. Проведем анализ данного механизма искривления.

На рисунке 13 представлена схема, поясняющая процесс искривления под действием отклоняющей силы $P_{отк}$ и перекоса породоразрушающего инструмента 1.

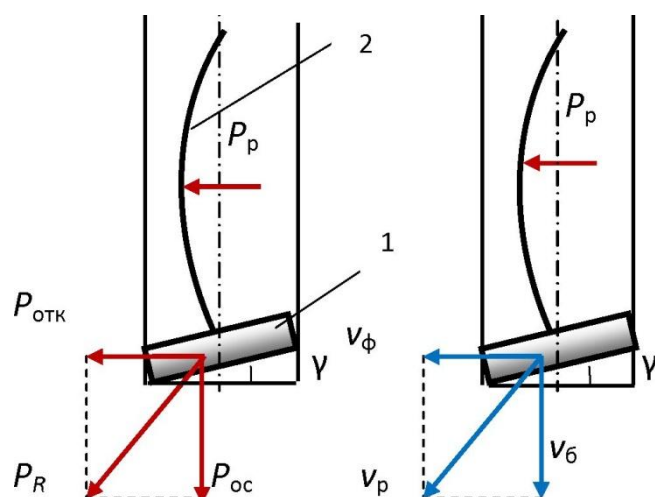


Рисунок 13 – Схемы, поясняющие процесс искривления скважины при несовпадении по направлению фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и перекоса породоразрушающего инструмента.

Для отклонителей, реализующих совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя при несовпадающих по направлению действия процессов, интенсивность искривления может определяться по зависимости

$$i_{\phi-a} = 57,3 \left(\frac{v_{\phi}}{v_b L_{\text{ж}}} - \frac{D_c - d_k}{l^2} \right) \quad (15)$$

В соответствии со схемой на рисунке 13 отклоняющая сила является результатом прогиба вала–ротора отклонителя, что приводит к перекосу долота на забое в сторону, противоположную направлению фрезерования стенки скважины.

Для любой отклоняющей компоновки, реализующей совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя, искривление ствола под действием фрезерования проявляется в 4,84 раза более активно в сравнении с неравномерным разрушением забоя скважины. Другими словами, для любой отклоняющей компоновки 83% от возможного приращения искривления ствола может быть достигнуто вследствие фрезерования стенки скважины и лишь 17% – вследствие неравномерного асимметричного разрушения забоя.

Вывод

По результатам обзора современных модификаций роторных управляемых систем, представленных в данной работе, представленных в данной работе, можно сделать вывод, что технология бурения скважин с роторными управляемыми системами имеет массу преимуществ перед остальными существующими технологиями направленного бурения, что было показано на примере бурения конкретных скважин в сравнении с бурением с применением других современных отклонителей. Так, при бурении с применением роторной управляемой системы механическая скорость бурения возрастает в среднем в 2 раза, по сравнению с бурением винтовым забойным двигателем, что обеспечивает существенную экономию времени бурения. Эффективная длина горизонтальной секции увеличилась на 40%, что в свою очередь позволило увеличить дебит скважин более чем вдвое. Так же было установлено, что в сравнении с забойным двигателем, роторная управляемая система позволяет бурить более гладкий ствол, что снижает риск аварийности.

Была установлена зависимость между типом реализуемого механизма искривления и наиболее рациональной областью его применения. На основании аналитического исследования механизмов искривления, реализуемых роторными управляемыми системами, были составлены рекомендации по выбору роторных управляемых систем, для различных задач, встречающихся в области направленного бурения.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках бакалаврской работы основной целью является подсчет сметной стоимости строительства проектируемой разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 м в Красноярском крае. Расчет и анализ таких технико-экономических показателей как механическая и рейсовая скорости по интервалам бурения, коммерческая скорость бурения всей скважины, расчет времени затвердевания цемента, расчет нормативного времени на геофизические работы. Составление нормативной карты строительства проектируемой скважины. Организацией, осуществляющей строительство данной скважины, является ООО «ИНК»

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести расчет нормативного времени на механическое бурение
- произвести расчет рейсовой скорости;
- произвести расчет коммерческой скорости;
- произвести расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента;
- произвести расчет нормативного времени на геофизические работы;
- произвести расчет сметной стоимости строительства скважины;
- определить проектную продолжительность бурения и крепления скважины.

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины (технико-экономических показателей)

Задачей данного раздела является определение необходимого времени на строительство проектируемой скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные проектируемой скважины представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные проектируемой скважины

Проектная глубина, м:	2530
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	Разведочное бурение
Конструкция скважины:	
– направление	D _{ок} = 323,9 мм на глубину 90 м
– кондуктор	D _{ок} = 244,5 мм на глубину 1150 м
– эксплуатационная колонна	D _{ок} = 146,1 мм на глубину 2530 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК–1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
– тип; количество, шт.	УНБТ–950, 2 шт.
производительность, л/с:	
– в интервале 0–90 м	46
– в интервале 90–1150 м	46
– в интервале 1150–2530 м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
– в интервале 0–90 м	УБТС 1–229 Д; УБТ 203 Д; УБТС 1–178 Д – 9,45 м
– в интервале 90–1150 м	УБТ 203 Д – 28,35 м
– в интервале 1150–2530 м	УБТС 1–178 Д – 66,15 м
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 90–1150 м	Д–240М.5/6.50
– в интервале 1150–2530 м	ДГР1–172.7/8.56
– при отборе керна	ДГР1–172.7/8.56
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
– в интервале 0–2530 м	ТБПК 127х9 Д
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0–90 м	393.7 GRD 111
– в интервале 90–1150 м	PDC БИТ 295,3 ВТ 419
– в интервале 1150–2530 м	PDC БИТ 215,9 В 913 Н

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Задача определить нормы времени на механическое бурение, используя среднестатистические данные по рейсам на похожих скважинах одного месторождения.

Среднестатистические нормы времени для механического бурения 1 м породы представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Среднестатистические нормы времени для механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,037	500
2	90	1150	1060	0,039	1000
3	1150	2530	1380	0,085	1000

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле:

$$t_M = T_M^{1м} \cdot H, \quad (16)$$

где $T_M^{1м}$ – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение выполнен по методике, приведенной в [31]. Расчет выполнен в программном обеспечении Excel. Результаты расчета нормативного времени бурения представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,037	3,33
1060	0,039	41,34
1380	0,085	117,3
Итого		161,97

Далее производится расчет нормативного количества долот.

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/П, \quad (17)$$

где $П$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Расчет нормативного количества долот выполнен по методике, приведенной в [31]. Расчет выполнен в программном обеспечении Excel. Результаты расчета нормативного количества долот представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
90	500	0,18
1060	1000	1,06
1380	1000	1,38
Итого на скважину		3,44

Нормативное время на механическое бурение проектируемой скважины составляет 161,97 часов, механическая скорость 15,62 м/ч.

4.1.2 Расчет рейсовой скорости

Задача данного раздела заключается в определении рейсовой скорости для проектируемой скважины.

Рейсовая скорость бурения – пройденный долотом интервал скважины, отнесённый ко времени механического бурения, потраченного времени на спускоподъёмную операцию и подготовительно-вспомогательные работы (в м/ч).

Расчет рейсовой скорости производится по формуле:

$$V_p = \frac{H}{t_M + t_{СПО} + t_{ПВО}}, \quad (18)$$

где $t_{СПО}$ – время спускоподъемных операций, час;

$t_{ПВО}$ – затраты времени на подготовительно–вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Время необходимое на спускоподъемные операции определяется исходя из следующих формул:

1) Количество спускаемых и поднимаемых по интервалам свечей рассчитывается по формуле:

$$N = \frac{H_2 - d}{L}, \quad (19)$$

где H_2 – начальная и конечная глубина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента (КНБК + ведущая труба), м;

L – длина свечи, м.

2) Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле:

$$T_C = T_C^{1C} \cdot \frac{N_C}{60}, \quad (20)$$

на подъем свечей:

$$T_{\Pi} = T_{\Pi}^{1C} \cdot \frac{N_{\Pi}}{60}, \quad (21)$$

где T_C^{1C} и T_{Π}^{1C} – нормативное время на спуск и подъем одной свечи (из ЕНВ), мин.

3) Расчет нормативного времени на наращивание и разращивание труб:

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по следующей формуле:

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (22)$$

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание, час;

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле:

$$N_H = \frac{H-d}{L_T}, \quad (23)$$

где H – длина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента, м;

L_T – длина трубы (12,5).

Нормативное время на разращивание свечи, учитывая ее поставку на подсвечник, определяется по формуле:

$$T_P = T_P^{1C} \cdot N_P, \quad (24)$$

где T_P^{1C} – нормативное время на одно разращивание, час;

N_P – количество разращиваний.

Данные для расчета СПО и результаты представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Данные и результаты расчета необходимого времени на СПО

	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
Количество долблений, n (шт)	1	2
Начальная глубина интервала, H_1 (м)	90	1150
Конечная глубина интервала, H_2 (м)	1150	2530
Длина неизменной части инструмента, d (м)	63,55	104,48
Средняя проходка на долото, H_d (м)	1000	1000
Длина свечи, L (м)	25	25
Количество спускаемых и поднимаемых свечей N_c / N_n , шт.	44	97
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T_c^{1C} / T_n^{1C} (минуты)	2,5/2,6	2,7/2,8
Время спуска свечей, T_c (час)	1,83	4,36
Время подъёма свечей, T_n (час)	1,91	4,53
Количество наращиваний, N_H	88	194
Нормативное время на одно наращивание, T_H^{1T} (час)	0,05	0,05
Нормативное время на наращивание труб, T_H (час)	4,4	9,7
Количество разрачиваний, N_p	44	97
Нормативное время на одно разрачивание, T_p^{1C} (час)	0,066	0,066
Нормативное время на разрачивание свечи, T_p (час)	2,90	6,4
Время спуско–подъемных операций, $T_{СПО}$ (час)	36,03	

Подготовительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом обычно не нормируются. Заложим время в количестве 20 часов на все возможные операции, которые могут возникнуть в процессе подготовки и бурении скважины.

Отсюда общая рейсовая скорость будет равна:

$$V_p = \frac{2530}{161,97 + 36,03 + 20} = 11,6 \text{ м/ч.}$$

Данная скорость, учитывая геологическую особенность разреза скважины и технические особенности применяемого оборудования, вполне оправдана ввиду глубины скважины по вертикали.

4.2 Сметная стоимость строительства скважины

Сметная стоимость строительства скважины – цена скважины как строительной продукции, представляет собой сумму денежных средств, ассигнованных на покрытие расходов бурового предприятия по строительству скважины, рассчитанную по данным технических проектов, сметным нормам, ценам, ставкам и тарифам (прямые затраты и накладные расходы).

Задача данного раздела показать экономическую эффективность строительства проектируемой скважины.

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность определяется по формуле:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (25)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Проектная продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		часы	сутки
1	2	3	4
Бурение:			
направление	3,33	4	0,16
кондуктор	41,34	50	2,08
эксплуатационная колонна	117,3	120	5

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16	17,44	0,72
эксплуатационная колонна	48	52	2,16
Итого:	229,53	247,32	10,28

Линейно–календарный график работ представлен в приложении Е.

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

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении К.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении К.

После составления нормативной карты рассчитывается себестоимость одного метра строительства скважины.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{см} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (26)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб.;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

4.3 Расчет технико-экономических показателей

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины выполнен по методике, приведенной в [31]. Расчет выполнен в программном обеспечении Excel. Результаты расчета нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2530
Продолжительность бурения, сут.	6,74
Механическая скорость, м/ч	15,62
Рейсовая скорость, м/ч	11,6
Коммерческая скорость, м/станко–месяц	7638,05
Проходка на долото, м	1060
Стоимость одного метра	45457

Себестоимость одного метра строительства скважины составит 45457 рублей. Показатель вполне приемлемый ввиду большой протяженности скважины по стволу и особенностей геологического разреза.

Выводы

1. Общее время механического бурения составит 161,97 часов или 6,74 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано что на реализацию данного проекта необходимо 20,72 суток.

2. В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общее время проводки скважины от начала забуривания до процесса заканчивания составит 497,5 часов с учетом всех видов работ. Общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 228 662 472,00 рублей.

3. Благодаря выбору современных буровых долот типа PDC, а также винтовых забойных двигателей с оптимальной заходностью и других усовершенствованных технологий бурения и крепления скважины были достигнуты следующие технико–экономические показатели:

- Механическая скорость 15,62 м/ч;
- Рейсовая скорость 11,6 м/ч;
- Коммерческая скорость 7638,05 м/ст-мес.;
- Стоимость одного метра бурения 45 457,00 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

С ростом технологий в сфере бурения предполагает, увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Растут риски пагубного воздействия на окружающую среду. Тем самым должен быть обеспечен минимальный вред окружающей среде и человеку. Предприятия должны знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства. Мероприятия по уменьшению опасности обычно снижают производительность труда и не несут экономической выгоды.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность; безопасность ЧС.

Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на буровой площадке, анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины, а также обоснование различных мероприятий по предотвращению проблемных ситуаций.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал

находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [32].

ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования [33].

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

ГОСТ 21752–76 Система «человек–машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования [34].

ГОСТ 21753–76. Система «человек–машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования [35].

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы – 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Томской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 26 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	разра ботка	изготов ление	эксплу атация	
1. Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ ГОСТ 12.1.004–91. ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.4.011–89 ГОСТ 12.4.026–2001 ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 31192.2–2005 ГОСТ 31319–2006 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.2.062–81 СНиП 23–05–95
2. Повышенный уровень вибрации	+	+	+	
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	
6. Пожаровзрывобезопасность	+		+	
7. Электробезопасность	+		+	
8. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003–2014 [26].

2. Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012–2004 [27].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16–250 Гц [27].

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005 [27], общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006 [27].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;

- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

3. 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.

4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005–88 [24] показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [36]

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность,

давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006–05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ.

Климат рассматриваемого района работ (Красноярский край) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой. Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -17° до -19°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до -52° – -63°C на севере и до -47° – -51°C на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300–320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле–августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться до 20°C , на остальной территории – до 25° – 35°C . Безморозный период длится от 130 дней на севере и до 160 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает во второй половине лета 47%.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003–91 [23], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011–89 [37].

Согласно ГОСТ 12.2.062–81 все опасные зоны оборудуются ограждениями [38].

Согласно ГОСТ 12.4.026–2015 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета [29].

6. Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов).
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и не омеднённого инструмента).
3. Удар молнии.
4. Разряд зарядов статического электричества [28].

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004–91 [28].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004–91 [28]:

- огнетушитель марки ОВП–10 и ОП–10 (з) 2 шт.;
- ведро пожарное 2 шт.;
- багры 3 шт.;
- топоры 3 шт.;
- ломы 3 шт.;

- ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

7. Электробезопасность

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др [39]. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [25].

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты.

8. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы

должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС – опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [30].

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Техногенного характера:
 - пожары (взрывы) в зданиях;
 - пожары (взрывы) на транспорте.
2. Природного характера:
 - землетрясения.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;

- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

Вывод

В данной части работы представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на строительном объекте Тюменской области. Обо–значение возрастных рамок и допуска по здоровью работников. Проведение первичных и плановых инструктажей на рабочих местах. Компенсационные доплаты и надбавки за выполнение тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда.

Исследования условий труда и действующих правил безопасности в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. Анализ выявленных таких вредных и опасных факторов как: пожаровзрывоопасность, расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки шероховатость рабочих поверхностей, электрический ток. Обоснование мероприятий по недопущению производственного травматизма. Личная защита (СИЗ).

Рассмотрены влияния производства на экологическую безопасность и мероприятия по улучшению экологической обстановки:

- влияния на литосферу (проведение рекультиваций, исключение открытого фонтанирования, недопущение розливов технологических жидкостей;
- влияние на гидросферу (сооружение водоотводов и накопителей, предотвращение поглощения бурового раствора, обеспечение качественного крепления скважины);

– влияние на атмосферу (использование исправной автотехники, фильтрующих элементов).

Рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации техногенного характера, связанные с пожароопасностью и меры по их предупреждению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе представлены географо-экономическая характеристика района работ, стратиграфический разрез скважины, тектоническая характеристика и газонефтеводоносность разреза, а также проведены анализ возможных осложнений и исследовательские работы.

В технологической части произведены расчет и обоснование профиля скважины, конструкции скважины и конструкции эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их числа, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины, диаметров обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Также осуществлен выбор способа бурения и типоразмера породоразрушающего инструмента по интервалам бурения. Для каждого интервала бурения осуществлен выбор типа винтового забойного двигателя, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Был обоснован выбор типа и компонентного состава промывочных жидкостей и выбор гидравлической программы промывки. Произведен расчет обсадных колонн и цементирования скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды и чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены расчеты продолжительности строительства скважины, разработан календарный план-график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. – 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. – 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания»; Электрон. дан. – Краснодар: Южная нефтегазوماшиностроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 07.03.2019 г.
12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон. дан. – Самара: Промперфоратор, 2019. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 14.03.2019 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон. дан. – Уфа: Башнефтегеофизика, 2019. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 15.03.2019 г.
14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон. дан. – Актобе: KASC, 2019. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 25.03.2019 г.
15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ – Буровой инструмент»; Электрон. дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2019. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 01.03.2019 г.
16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон. дан. – Уфа: Буринтех, 2019. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 20.02.2019 г.
17. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76 с.
18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. – 215 с.
19. ПБ 08–624–03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
20. РД 39–00147001–767–2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99 с.
21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Издательство стандартов, 2013. – 109 с.
22. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.

23. ГОСТ 12.2.003–91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11 с.
24. ГОСТ 12.1.005–88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49 с.
25. ГОСТ 12.1.038–82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7 с.
26. ГОСТ 12.1.003–2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23 с.
27. ГОСТ 12.1.012–90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.
28. ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83 с.
29. ГОСТ 12.4.026–2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81 с.
30. ГОСТ Р 22.0.02–2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7 с.
31. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] / Интернет архив законодательства СССР; Электрон. дан. – LibUSSR.RU, 2019. URL: <http://www.libussr.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 25.02.2019 г.
32. ГОСТ 12.2.032–78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 9 с.
33. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 9 с.

34. ГОСТ 21752–76. Система «человек–машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 9 с.
35. ГОСТ 21753–76. Система «человек–машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 9 с.
36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 2001. – 20 с.
37. ГОСТ 12.4.011–89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 8 с.
38. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные. - М.: Стандартиформ, 2006. – 4 с.
39. ПУЭ: правила устройства электроустановок [Электронный ресурс] / ООО «Электротехпром»; Электрон. дан. – Пермь: Электротехпром, 2019. URL: <http://etp-perm.ru/el/o-nas>, свобод. Загл. с экрана. – Яз. Рус. Дата обращения: 26.03.2019.

Приложение А
(Обязательное)
Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое деление разреза.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	Индекс	
0	590	четвертичные отложения+палеогеновые отложения+танамская свита +верхнечасельская подсвита	Q–P ₁₋₂	1,4
590	695	Некрасовская свита	K _{2m} –K _{2k}	1,3
695	731	Чеганская свита	K _{2t} –cn	1,3
731	1745	Люлинворская свита	K _{1a} –al–K _{2s}	1,3
1745	2135	Талицкая свита	K _{1g} –br–a	1,3
2135	2550	Ганькинская свита	K _{1v} –g	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
Q–P ₁₋₂	0	590	Чередование глин, песков, супесей, суглинков. Глины известковистые, кремнистые, прослоями опоковидные, с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, с включениями глауконита
K _{2m} –K _{2k}	590	695	Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, включения зёрен глауконита
K _{2t} –cn	695	731	Неравномерное переслаивание пропластков, пластов и пачек песчаников, глин и алевролитов
K _{1a} –al– K _{2s}	731	1745	Чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами
K _{1g} –br–a	1745	2135	Чередование песчаных пластов с малопротяженными глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами
K _{1v} –g	2135	2550	Переслаивание песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин

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

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Солёность %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от	до										
Q–P ₁₋₂	0	590	торфяники пески, супеси, суглинки, глины	1,92–1,98	–	–	20–80	0–2	–	–	II–III	мерзлые до 400 м, мягкие
K _{2m} –K _{2k}	590	695	аргиллиты, глинистые алевролиты, опоки	1,92–1,94	–	–	90	1–2	–	20–75	II–IV	мягкие
K _{2t} –cn	695	731	глины, глинистые алевролиты, опоки	1,92–1,94	–	–	90	1–2	–	29–184	IV– VIII	мягкие, средние
K _{1a} –al– K _{2s}	731	1745	глина, песчаник, алевролиты	1,97–2,08	–	–	30	1–5	–	29–184	IV– VIII	мягкие, средние
K _{1g} –br–a	1745	2135	песчаники, аргиллиты, алевролиты	1,97–2,08	–	–	30	1–5	–	29–184	IV– VIII	мягкие, средние
K _{1v} –g	2135	2550	глины, аргиллиты, алевролиты	1,97–2,08	–	–	30	1–5	–	14–234	IV, VI–IX	средние, твердые

Таблица А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиг рафичес кого подразд ела	Интервал, м		Градиент						Темпе ратура в конце интерв ала, °C
	от	до	пластового давления, кгс/см ² на м		гидроразрыва пород, кгс/см ² на м		горного давления, кгс/см ² на м		
			от	до	от	до	от	до	
Q – P ₁₋₂	0	590	0,00981	0,00981	0,0192	0,0192	0,0222	0,0230	16
K _{2m} – K _{2k}	590	695	0,00981	0,00981	0,0172	0,0172	0,0230	0,0250	19
K _{2t} –cn	695	731	0,00981	0,00981	0,0198	0,0198	0,0250	0,0250	20
K _{1a} –al– K _{2s}	731	1745	0,00981	0,00981	0,0198	0,0198	0,0250	0,0250	47
K _{1g} –br– a	1745	2135	0,00981	0,00981	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	58
K _{1v} –g	2135	2370	0,00981	0,00981	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	64
K _{1v} –g	2370	2550	0,0113	0,0113	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	69

Приложение Б
(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения и краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (ПК ₁₋₃)	900	961	поровый	835	18,1	9,6	–
K ₁ (MX ₁)	1745	1765	поровый	897	6,7	33	–
K ₁ (MX ₄)	1848	1855	поровый	897	6,7	33	–
K ₁ (MX ₈₋₉)	2013	2030	поровый	897	6,7	33	–
K ₁ (БУ ₆₍₁₋₂₎)	2072	2090	поровый	810	20	71,2	–
K ₁ (БУ ₆₋₃)	2120	2140	поровый	810	20	71,2	–
K ₁ (БУ ₁₀₋₁)	2245	2265	поровый	787	20	71,2	–
K ₁ (БУ ₁₃₋₁)	2385	2395	поровый	787	20	71,2	–
K ₁ (БУ ₁₄₋₃)	2490	2500	поровый	787	20	71,2	–
Водоносность							
ГС	731	834	поровый	1006	0,9–10	–	Относится, хлорнатриевый
ПК ₁₋₃	869	961	поровый	1011	1–145	–	Относится, хлорнатриевый
ПК _{15–ПК₂₂}	1416	1745	поровый	998–1006	1–145	–	Относится, хлорнатриевый
MX ₁₋₉	1802	2135	поровый	1002–1005	1,18–80,7	–	Относится, хлорнатриевый
БУ ₆₋₁₄	2145	2550	поровый	998–1001	0,14–93,6	–	Относится, хлорнатриевый
Газоносность							
K ₂ (ГС ₁)	731	755	поровый	0,563	20	–	–
K ₂ (ГС ₂)	768	834	поровый	0,563	20	–	–
K ₂ (ПК ₁₋₃)	869	900	поровый	0,563	30	–	–
K ₁ (MX ₁)	1740	1745	поровый	0,701	6,7	–	–

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
K ₁ (MX ₄)	1830	1848	поровый	0,701	6,7	–	–
K ₁ (MX ₈₋₉)	1995	2013	поровый	0,701	6,7	–	–
K ₁ (БУ ₆₍₁₋₂₎)	2065	2072	поровый	0,564	20	–	–
K ₁ (БУ ₆₋₃)	2110	2120	поровый	0,564	20	–	–
K ₁ (БУ ₁₀₋₁)	2235	2245	поровый	0,612	20	–	–

Приложение В
(Обязательное)
Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Условия возникновения
от	до		
1	2	3	4
400	2550	Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО
0	2550	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины
731 869 1416 1802 2145	834 961 1745 2135 2550	Водопроявление	Снижение противодействия на пласт до гидростатического, несоблюдение проектных параметров бурового раствора
900 1745 1848 2013 2072 2120 2245 2385 2490	961 1765 1855 2030 2090 2140 2265 2395 2500	Нефтепроявление	
731 768 869 1740 1830 1995 2065 2110 2235	755 834 900 1745 1848 2013 2072 2120 2245	Газопроявление	

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4
0	400	Деформация обсадных колонн	Влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины. Для предупреждения осложнения необходимо качественное цементирование интервала ММП, отсутствие перерывов более 5–7 суток при строительстве скважины, периодическое прокачивание бурового раствора при длительных простоях
400	2550	Затяжки, посадки бурильного инструмента	Не оставлять инструмент без движения в свежепробуренном интервале более 5–10 мин., проработка интервалов осложнений

Приложение Г
(Обязательное)
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

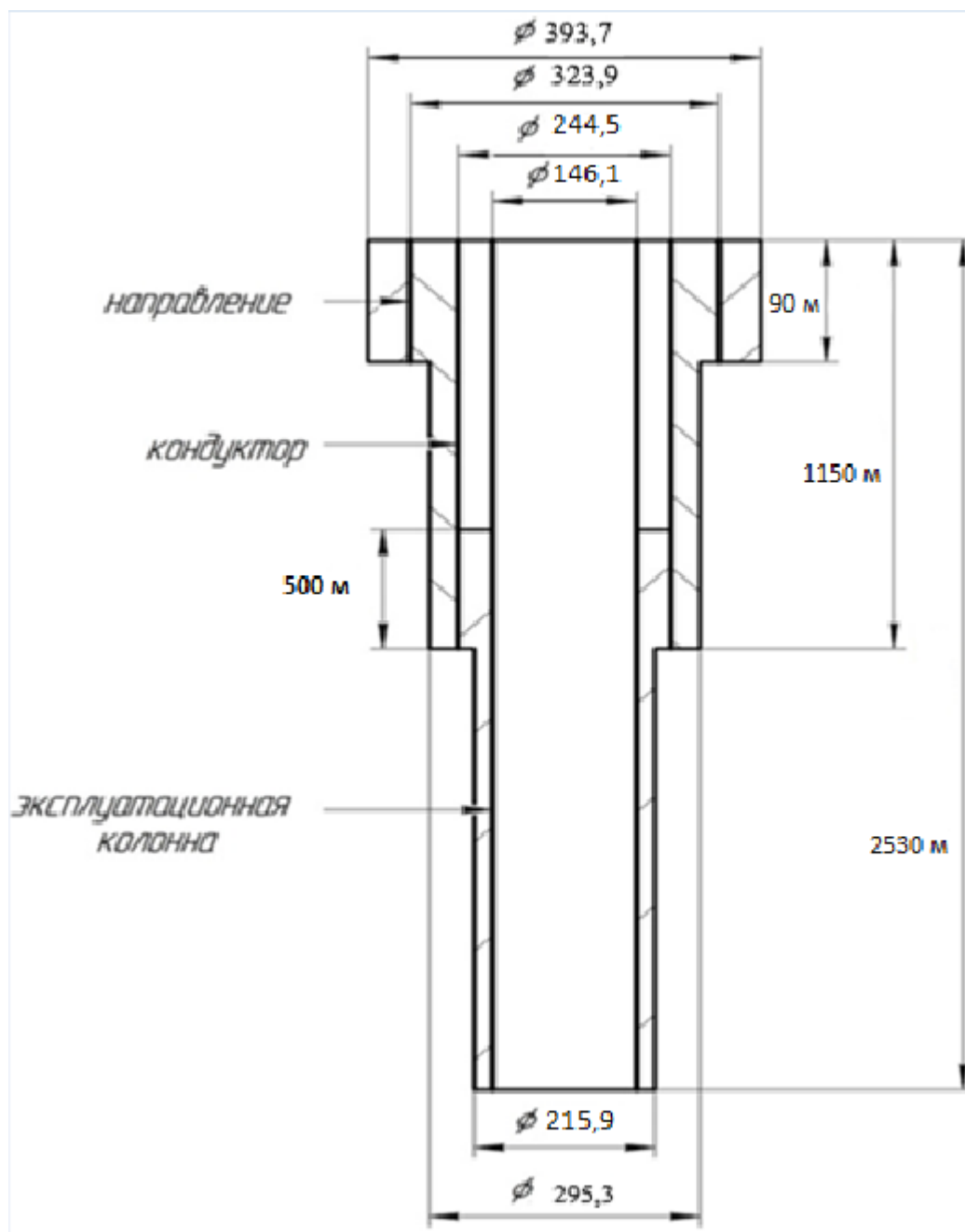


Рисунок Г.1 – Конструкция скважины

Приложение Д
(Обязательное)
Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–90	90–1150	1150–2530	2482–2530
Шифр долота		393,7GRD11	БИТ 295,3В419	БИТ 215,9В913Н	У9–215,9/80 Sc–3 т
Тип долота		RC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М, М–С	С, Т	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117	3–150
	API	7–5/8" Reg	6–5/8" Reg	4–1/2 Reg	4–3/4 Reg
Длина, м		0,4	0,3	0,3	0,3
Масса, кг		180	60	40	50
G, тс	рекомендуемая	18	11	6	5
	предельная	23	14	8	7
n, об/мин	рекомендуемая	145–160	145–180	180–200	180–200
	предельная	160	200	200	200

Таблица Д.2 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0–90	90–1150	1150–2530
Шифр калибратора		Без калибратора	К295.3МС- Н152/М152	К215.9СТ- Н117/М117
Тип калибратора		-	Со прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		-	295,3	215,9
Тип горных пород		-	М, М-С	С, Т
Присоединительная резьба	-	Н152/М152	Н117/М117	Н117/М117
	-	-	-	—

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под направления (0–90 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
			Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–90 м)					
1	Долото 393,7GRD111	0,4			0,18
			3–177	Ниппель	
2	Переводник М 3–177/171	0,517	3–177	Муфта	0,26
			3–171	Муфта	
3	УБТ УБТС 229х100 Д	12	3–171	Ниппель	0,36
			3–171	Муфта	
4	Переводник П 3–171/133	0,52	3–171	Ниппель	0,46
			3–133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	3–133	Ниппель	0,6
			3–133	Муфта	
6	Переводник П 3–133/133	0,54	3–133	Ниппель	0,06
			3–133	Муфта	
7	Кран шаровый КШ–133/147	0,54	3–133	Ниппель	0,07
			3–147	Муфта	
8	ВБТ 133К 3–147/3–152	28	3–147	Ниппель	2,5
			3–152	Муфта	

Таблица Д.4 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90–1150 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
			Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (90–1150 м)					
1	Долото БИТ 295.3В419	0,3			0,06
2	Калибратор К 295,3 МС	1	3-152	Муфта	0,24
			3-152	Ниппель	
3	Двигатель ДГР- 210,7/8,49	9,5	3-152	Муфта	2,07
			3-171	Муфта	
4	Переводник П147 х171	0,52	3-171	Муфта	2,13
			3-147	Муфта	
5	Клапан обратный КО-210.00	0,6	3-147	Ниппель	2,17
			3-147	Муфта	
6	Переливной клапан КП-240.010	0,63	3-147	Ниппель	3,20
			3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х80 Д	60	3-147	Ниппель	11,6
			3-147	Муфта	
8	Переводник П 3-147/133	0,54	3-147	Ниппель	11,7
			3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	3-133	Ниппель	39,87
			3-133	Муфта	
10	Переводник П 3-133/133	0,54	3-133	Ниппель	0,54
			3-133	Муфта	
11	Кран шаровый КШ-133/147	0,54	3-133	Ниппель	0,54
			3-147	Муфта	
12	ВБТ 133К 3-147/3-152	28	3-147	Ниппель	2,5
			3–152	Муфта	

Таблица Д.5 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1150–2530 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар ный вес, т
			Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1150–2530 м)					
1	Долото БИТ 215,9 В913Н	0,3			0,04
			3-117	Ниппель	
2	Переводник М117/117	0,4	3-117	Муфта	1,2
			3-117	Ниппель	
3	Калибратор К 215,9 СТ	0,44	3-117	Муфта	0,087
			3-117	Ниппель	
4	Двигатель ДГР-172,7/8,56	8,6	3-117	Муфта	1,1
			3-147	Муфта	
5	Клапан обратный КО-172	0,51	3-147	Ниппель	1,17
			3-147	Муфта	
6	Переливной клапан 1 КП-176.000	0,63	3-147	Ниппель	1,14
			3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х80 Д	63	3-147	Ниппель	1,2
			3-147	Муфта	
8	Переводник ПЗ – 133/147	0,20	3-147	Ниппель	7,39
			3-133	Муфта	
9	Ясс гидравлический ЯГ-162	5,39	3-133	Ниппель	7,45
			3-133	Муфта	
10	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	3-133	Ниппель	87,67
			3-133	Муфта	
11	Переводник П 3-133/133	0,54	3-133	Ниппель	0,54
			3-133	Муфта	
12	Кран шаровый КШ-133/147	0,54	3-133	Ниппель	0,54
			3-147	Муфта	
13	ВБТ 133К 3-147/3-152	28	3-147	Ниппель	2,5
			3–152	Муфта	

Таблица Д.6 – КНБК для отбора керна (2482–2508 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
			Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2482–2508 м)					
1	Бурголовка У9–215,9/80 Sc–3 т	0,35			0,012
			3–150	Муфта	
2	Керноотборный снаряд УКР–146/80БИ	27	3–150	Ниппель	41,4
			3–108	Муфта	
3	УБТ УБТС 133х64 Д	24	3–108	Ниппель	43,43
			3–108	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,4	3–108	Ниппель	43,47
			3–133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	3–133	Ниппель	123,8
			3–133	Муфта	
6	Переводник П 3–133/133	0,54	3–133	Ниппель	0,054
			3–133	Муфта	
7	Кран шаровый КШ–133/147	0,54	3–133	Ниппель	0,054
			3–147	Муфта	
8	ВБТ 133К 3–147/3–152	28	3–147	Ниппель	2,5
			3–152	Муфта	

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.7 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	водоотдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	90	1,17	40	–	–	–	–	–	< 2,0
Полимер-глинистый	90	1150	1,14	35	18	80	20–60	10	9	< 1,5
KCL/полимерный (биополимерный)	1150	2530	1,22	60	35	80	30–40	< 6	8	< 0,5

Таблица Д.8 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	90	Техническая вода, каустическая сода, глинопорошок, кальцинированная сода, барит
Полимер-глинистый	90	1150	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, глинопорошок, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
KCL/полимерный (биополимерный)	1150	2530	Техническая вода, каустическая сода, KCL, BARAZAN, GEM GRE, смазывающая добавка, карбонат, кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, биоцид, пеногаситель

Таблица Д.9 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2530 м

Направление интервала бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k_{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³
от	до					
0	90	90	393,7	–	1,4	15,41
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} =1,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} =10,39
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 0,45
Объем раствора в конце бурения интервала						V₁ =15,41
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} =47,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев1} = 14,33
Кондуктор интервала бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k_{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³
от	до					
90	1150	1060	295,3	323,9	1,3	106,55
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} =11,03
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} =70,57
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} =5,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V₂ =106,55
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} =305,45
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев1} =14,33
Объем раствора к приготовлению:						V_{2'} =291,12
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев2} =87,24

Продолжение таблицы Д.9

Эксплуатационная колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³
от	до					
1150	2530	1380	215,9	244,5	1,3–1,2	139,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =17,75
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =38,26
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =12,65
Объем раствора в конце бурения интервала						V _з =139,60
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =393,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =87,24
Объем раствора к приготовлению:						V _{з'} =306,66

Таблица Д.10 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единица измерения	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		эксплуатацион ная колонна		итого	
		кг	кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	16,07	1	120,2	5	336,03	13	472,3	19
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	2008,36	2	9616,31	10	8689,58	9	20314,3	21
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25	–	–	120,2	5	124,14	5	244,3	10
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25	–	–	1202,04	48	1241,37	50	2443,4	98
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200	–	–	–	–	405,76	17	405,76	17
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000	–	–	–	–	5635,50	6	5635,50	6

Продолжение таблицы Д.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка, 200	–	–	–	–	2479,62	13	2479,62	13
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000	–	–	–	–	1690,35	2	1690,35	2
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000	–	–	–	–	2817,75	3	2817,75	3
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000	–	–	–	–	2817,75	3	2817,75	3
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка, 200	–	–	–	–	56,36	1	56,36	1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка, 200	–	–	–	–	56,36	1	56,36	1
BARAZAN	Структурообразование буровых растворов	Мешок, 25	–	–	–	–	406	17	406	17

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.11 – Исходные данные и результаты расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0–90	90–1150	1150–2530
Исходные данные			
D_д, м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,4	0,3
K_к	1,4	1,3	1,2
V_{кр}, м/с	0,15	0,13	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0042
d_{бт}, м	0,127	0,127	0,127
d_{мах}, м	0,224	0,195	0,172
d_{нмах}, м	0,0095	0,008	0,009
n	3	4	5
V_{кмин}, м/с	0,5	0,5	0,5
V_{кпмах}, м/с	1,3	1,3	1,5
ρ_{см} – ρ_р, г/см³	0,02	0,02	0,02
ρ_р, г/см³	1,17	1,14	1,22
ρ_п, г/см³	2,2	2,2	2,5
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	67	27	11
Q₂, л/с	73	39	13
Q₃, л/с	139	64	28
Q₄, л/с	70	33	15
Q₅, л/с	17	19	26
Q₆, л/с	–	27–64	11–32

Таблица Д.12 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–90	90–1150	1150–2530
1	2	3	4
Исходные данные			
Q₁, л/с	67	27	11
Q₂, л/с	73	39	13
Q₃, л/с	139	64	28
Q₄, л/с	70	33	15
Q₅, л/с	17	19	26
Q₆, л/с	–	27–64	11–32
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	73–139	39–64	26–28
Запроектированные значения расхода бурового раствора			

Продолжение таблицы Д.12

1	2	3	4
Q, л/с	55	43	27
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q_{тн}, л/с	—	57	38
ρ₁, кг/м³	—	1000	1000
ρ_{бр}, кг/м³	—	1150	1080
M_{тм}, Н*м	—	21500	15500
M_{тб}, Н*м	—	36000	13800

Таблица Д.13 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	90	БУРЕНИЕ	УНБТ–950	2	100	170	214	1	100	27,88	55,76
90	1150	БУРЕНИЕ	УНБТ–950	2	100	150	280	1	100	21,76	43,52
1150	2530	БУРЕНИЕ	УНБТ–950	1	100	150	280	1	100	21,76	21,76
2482	2508	Отбор керна	УНБТ–950	1	100	150	280	1	80	20,48	20,48

Таблица Д.14 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	90	БУРЕНИЕ	71,7	60,1	0	1,5	0	10
90	1150	БУРЕНИЕ	157,7	57,9	49,3	37,9	2,6	10
1150	2530	БУРЕНИЕ	136,2	57,2	28,6	24,2	20,9	5,2
2482	2508	Отбор керна	113,4	50,7	0	27,5	30,6	4,7

Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

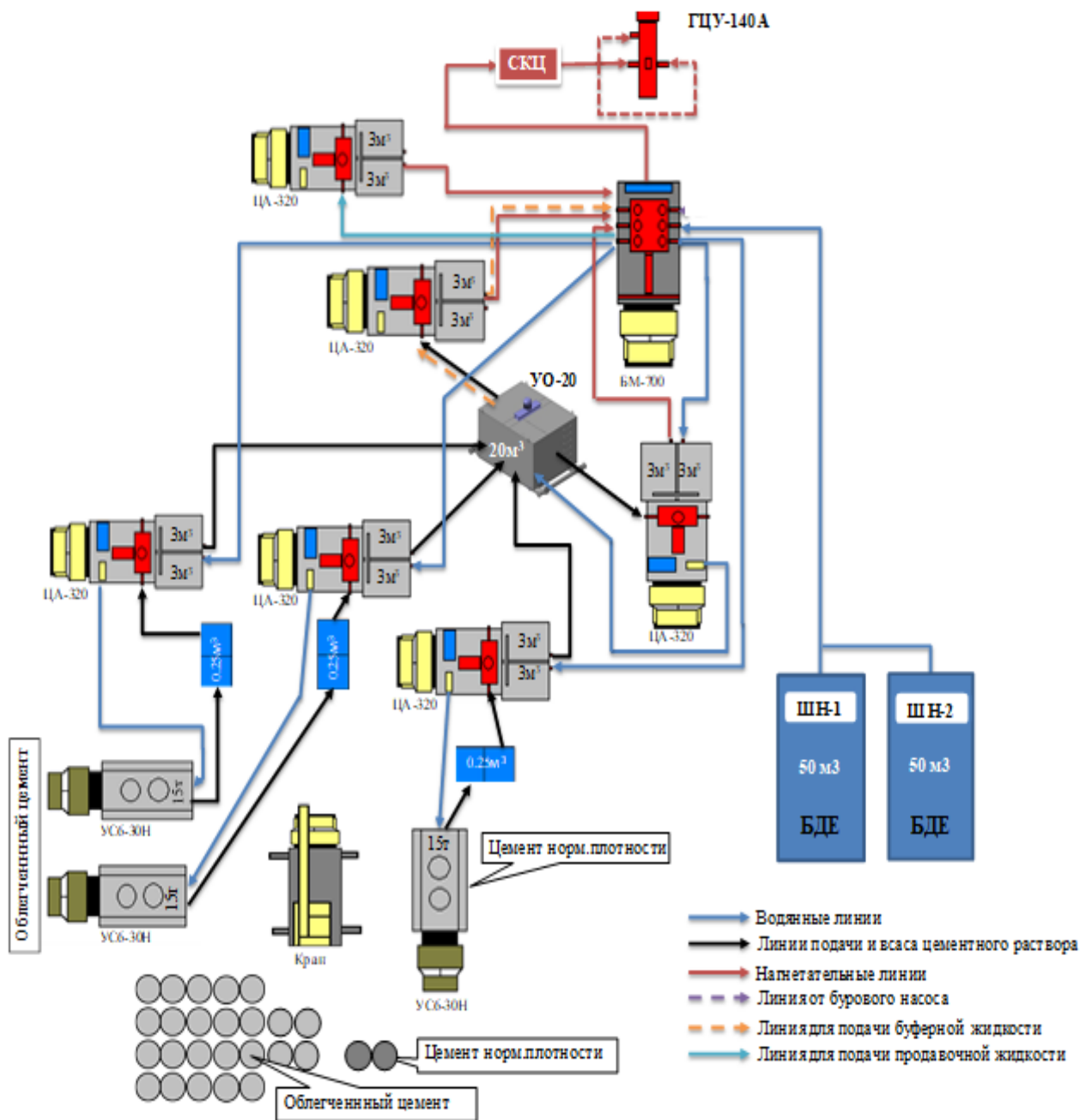


Рисунок Е.1 – Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

Приложение И

(Обязательное)

Линейно–календарный график работ

Таблица И.1 – Линейно–календарный график работ

Бригады, участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж – 0,7 мес.; передвижка – 0,05 мес.												
Буровые	Строительство скважины – 0,8 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне – 0,37 мес.												
Вышкомонтажные	Демонтаж – 0,28 мес.												

Приложение К

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 – Общая сметная стоимость строительства скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		единиц измерения	количество		
1	2	3	4	5	6
	Буровые работы (средний показатель)	скважина	1	167 835 000,00	167 835 000,00
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. Проектно–сметные работы	%	2	от буровых работ	3 356 700,00
	2. Буровые растворы	м	2663	45 500,00	121 166 500,00
	3. Работы по креплению	ч	223,2	32 450,00	7 242 840,00
	4. Испытание и вызов притока	сутки	11,3	33 450,00	377 985,00
	5. Геофизические работы (комплекс)			1 950 800,00	1 950 800,00
	Итого полевых работ: Σ1				134 094 825,00
	1. Организация полевых работ	%	1,2 от Σ 1		1 609 137,00
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5 от Σ 1		2 011 422,00
	Итого расходов А: Σ 2				137 715 384,00

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	27 543 076,00
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	17 902 999,00
	Итого расходов Б: Σ 3				45 446 075,00
	Итого основных расходов А+Б				183 161 460,00
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	25 642 604,00
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	31 320 609,00
	Итого по расчету:				175 558 133,00
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1 072 758,00
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4 131 461,00
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11 017 230,00
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	6 885 769,00
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	5 494 843,00
ИТОГО себестоимость проекта					193 781 756,00
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					228 662 472,00

Таблица К.2 – Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на газовом месторождении (Красноярский край)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт.	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7 GRD 111	500	0,18	0–90	90	0,037	3,33	2,5	4,72
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419	1000	1,06	90–1150	1060	0,039	41,34	4,77	37,53
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 913 Н	1000	1,38	1150–2530	1380	0,085	117,3	18,8	153,95
Всего			3,44		3340		161,97		266,9
Крепление: – направления – кондуктора – техническая колонна – эксплуатационная	–	–	–	–	–	–	–	–	3,56 16 32,4 48

Продолжение таблицы К.2

Установка центраторов:									
– направление			5						0,083
– кондуктор			25						0,42
– эксплуатационная колонна			59						0,98
ОЗЦ:									
– направление			–						4
– кондуктора			–						10
– эксплуатационная колонна			–						22
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
– направление			–	0–90	–				–
– кондуктор			–	80–1150	10				2,12
– эксплуатационная колонна			–	1140–2530	10				2,73
Промывка скважины (1 цикл)									
– направление									0,01
– кондуктор									1
– эксплуатационная колонна									2
Спуск и подъем при ГИС	–	–	–	–	–	–	–	–	5,89
Геофизические работы	–		–	–	–	–	–	–	25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в ЕНВ	–	–	–	–	–		–	–	7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	–	–	–	–	–	–	–	–	235,32
Ремонтные работы (6,6 %)	–	–	–	–	–	–	–	–	15,531
Общее время на скважину	–	–	–	–	–	–	–	–	497,5