

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 3340 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3340)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Бородич Владимир Андреевич		

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 ОГСН 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
3-2Б52Т	Бородич Владимир Андреевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3340 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2019 г. №1070/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 130 т/сутки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	<ul style="list-style-type: none"> - 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;

	<p>расчет необходимого расхода бурового раствора; 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)</p> <p>- Проектирование процессов заканчивания скважин; (Расчет обсадных колонн на прочность; расчет наружных избыточных давлений; расчет внутренних избыточных давлений; конструирование обсадной колонны по длине; 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)</p> <p>- Выбор буровой установки;</p> <p>- Проблема выноса шлама в наклонных и горизонтальных скважинах и основные пути ее решения</p>
Перечень графического материала:	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа буровой колонны).</p>
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 февраля 2019 года
---	---------------------

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	Бородич Владимир Андреевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Бородич Владимир Андреевич

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 скважины	Сроки строительства скважины
2. Сметная стоимость строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины
3. Расчет технико-экономической эффективности	Расчет технико-экономических показателей

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019 года
---	---------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Бородич Владимир Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Бородич Владимир Андреевич

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

Тема ВКР:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – разведочная вертикальная скважина глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). Рабочая зона – кустовая площадка, непосредственно процесс бурения – буровая установка.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ; – ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ; – ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ (Строительство. Работы на высоте. ПБ); – ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ (Работы погрузочно-разгрузочные. Общие ТБ); – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ (Оборудование производственное. Общие эргономические требования); – ПБ 03-576-03 (Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением); – ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. (Пожарная безопасность. Общие требования); – ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ (Взрыво-безопасность. Общие требования); – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ (Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты); – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрационная болезнь. Общие требования); – ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ (Шум. Общие требования безопасности); – ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ (Средства и методы защиты от шума. Классификация);

	<ul style="list-style-type: none"> – СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение); – ГН 2.2.5.2308-07 (Ориентировочно безопасный уровень воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны); – ГН 2.2.5.3532-18 (ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны)
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Опасные и вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Работа на высоте 2. Погрузочно-разгрузочные работы 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 4. Высокое давление 5. Пожаровзрывоопасность 6. Электрический ток 7. Превышение уровней вибрации 8. Повышенный уровень шума на рабочем месте 9. Недостаточная освещенность рабочей зоны 10. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород)
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – пожар

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019 года
--	---------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Бородич Владимир Андреевич		

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:	30 мая 2019 года
--	------------------

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 83 страницы, 8 рисунков, 26 таблиц, 48 литературных источников, 13 приложений.

Ключевые слова: нефть, нефтяное месторождение, вертикальная скважина, разведочная скважина, бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, цементирование, отбор керна.

Объектом исследования является разведочная скважина глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – техническое и технологическое проектирование процесса сооружения разведочной скважины глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть, построен геолого-технический наряд и подобраны компоновки низа буровой колонны для бурения.

Разработаны мероприятия по охране труда и окружающей среды, подсчитана сметная стоимость проектируемой скважины.

В работе рассмотрен вопрос о проблемах выноса шлама в наклонных и горизонтальных скважинах и приведены основные пути их решения.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС-3D» (представлены вместе с ВКР).

СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

КВ – кора выветривания;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТР – тампонажный раствор;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы трапецеидального профиля, стандартная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы трапецеидального профиля повышенной герметичности;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СПО – спускоподъемные операции;

КРС – контрольный ремонт скважин;

ЕНВ – единые нормы времени (справочник);

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ПДК – предельно допустимые концентрации;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ПЖ – промывочная жидкость.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Геологические условия бурения скважины	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	14
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	16
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	19
2.3 Углубление скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	23
2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора	26
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	28
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	31
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	33

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений	33
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений	34
2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине	35
2.4.5 Выбор способа цементирования обсадных колонн	36
2.4.6 Расчет объемов и компонентных составов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	37
2.4.7 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	37
2.4.8 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38
2.4.9 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	39
2.5 Выбор буровой установки	43
3 ПРОБЛЕМА ВЫНОСА ШЛАМА В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ И ОСНОВНЫЕ ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1 Основные направления деятельности организации ООО «РН-Юганскнефтегаз» и структура предприятия	56
4.2 Расчет механической скорости и нормативного времени на механическое бурение	57
4.3 Расчет рейсовой скорости	60
4.4 Расчет коммерческой скорости	62
4.5 Сметная стоимость строительства скважины	63
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
5.2 Производственная безопасность	68
5.3 Экологическая безопасность	72
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	79
ПРИЛОЖЕНИЕ А	84

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	92
ПРИЛОЖЕНИЕ В	94
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	99
ПРИЛОЖЕНИЕ З	105
ПРИЛОЖЕНИЕ И	112
ПРИЛОЖЕНИЕ К	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	116
ПРИЛОЖЕНИЕ М	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	121

ВВЕДЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). Проектирование является важнейшим и ключевым этапом, от которого зависит дальнейшее сооружение скважины в целом.

Проект включает в себя решения, отвечающих современным требованиям во всех основных сферах проектирования: технологической, социальной и экономической.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на сокращение временных, ресурсных и денежных затрат строительства скважины, минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, предотвращение или уменьшение вредного воздействия на окружающую среду.

В качестве специального вопроса была рассмотрена проблема выноса шлама в наклонных и горизонтальных скважинах и основные пути ее решения. Уделено особое внимание причинам и факторам накопления выбуренной породы в стволе скважины. Приведены технологические и технические решения для улучшения очистки скважины, существующие на сегодняшний день.

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 0–3340 м представлена в большей степени глинами и аргиллитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние по твердости и твердые 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. Однако есть необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны в связи со значительной глубиной проектируемой скважины, а также присутствием в разрезе нескольких пластов с АВПД в интервале 2915–3340 м.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б. Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 6 водоносными и 8 нефтеносными пластами. Основным продуктивным пластом, являющимся приоритетным объектом исследования, является кора выветривания + палеозой (КВ + Pz) в интервале залегания 3275–3300 м с прогнозируемым дебитом до 130 т/сут (исходя из плотности нефти в пластовых условиях, которая равна 742 кг/м³).

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0–2915 м, ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдачи и обработку раствора химическими реагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;
- в интервале 0–3290 м, возможны поглощения бурового раствора, возникающие вследствие несоблюдения режима бурения, скорости спуска инструмента и отсутствия в растворе кольматирующих добавок (особо актуально для интервала 2915–3290 м, где возможны интенсивные поглощения при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений);
- в интервале бурения 0–2915 м возможны посадки и прихваты бурового инструмента, а также сужение ствола скважины и сальникообразование, возникающие в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, длительного оставления бурового инструмента без движения, а также при плохой очистке ствола скважины от шлама;
- в интервале 850–3290 м существует опасность газонефтеводопроявления 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. Допустимое отклонение от вертикали не должно превышать 5° .

2.2 Обоснование конструкции скважины

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 [3].

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважины и для последующего испытания продуктивного пласта принимается забой закрытого типа. Все нефтеносные пласты будут перекрываться сплошной колонной с обязательным цементированием.

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 в приложении Г.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта следует, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 60 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50 м с учетом величины перекрытия 10 м для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 900 м для перекрытия одного из осложненных интервалов 0–850 м, сложенного неустойчивыми глинами, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

Таблица 1 – Результаты определения глубины спуска кондуктора для нефтяной скважины

ПЛАСТ	БС ₇₀	БС ₇₂	Ач ₂	ЮС ₀	ЮС ₂₋₃	ЮС ₄₋₅	ЮС ₆	Pz
L _{кр}	2506	2734	2810	2915	2965	3030	3116	3275
Г _{пл}	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
Г _{грп}	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
ρ _н	762	762	780	749	749	742	742	742
Расчетные значения								
Пластовое давление	313,25	341,75	351,25	364,38	370,63	378,75	389,5	409,38
L _{конд min}	1320	1440	1450	1550	1580	1620	1670	1750
Запас	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Принимаемая глубина	1750							

Расчет глубины спуска кондуктора производился в программе Microsoft Excel согласно методике, приведенной в методическом указании [3].

3. Промежуточная (техническая) колонна спускается на глубину 1750 м из расчета глубины спуска кондуктора (таблица 1), так как в случае проведенного расчета для кондуктора глубина спуска слишком большая. Поэтому для кондуктора была выбрана глубина спуска из учета перекрытия

осложненного интервала 0–850 м, а рассчитанная глубина – для технической колонны.

4. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3340 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 3275–3300 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 40 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 2.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление цементируется на всю глубину спуска и составляет 60 м.
2. Кондуктор цементируется на всю глубину спуска и составляет 900 м.
3. Промежуточная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины [39]. Интервал цементирования составляет 1000 м.
4. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины [39]. Интервал цементирования составляет 1740 м.

Данные об интервалах цементирования обсадных колонн приведены в таблице 2.

Таблица 2 – 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	60	0	60
Кондуктор	0	900	0	900
Промежуточная колонна	0	1750	750	1750
Эксплуатационная колонна	0	3340	1600	3340

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх [3].

1. Исходя из предполагаемого дебита скважины $Q = 130$ т/сут и планируемого отбора керна диаметром 100 мм, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный [3]:

$$D_{\text{экрн}} = 168,3 \text{ мм.}$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины [3].

Результаты расчета конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	60	0	60	426	490
Кондуктор	0	900	0	900	323,9	393,7
Техническая колонна	0	1750	750	1750	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	3340	1600	3340	168,3	215,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле [3]:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_n \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (1)$$

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

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му} = 43,6 - 742 \cdot 9,81 \cdot 3275 = 19,8 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле [3]:

$$P_{гнип} = k \cdot P_{му}, \quad (2)$$

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

$$P_{гнип} = 1,1 \cdot 19,8 = 21,78 \text{ МПа.}$$

Давления опрессовки определяется по формуле [3]:

$$P_{оп} = k \cdot P_{гнип}, \quad (3)$$

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

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

$$P_{оп} = 1,1 \cdot 21,78 = 23,96 \text{ МПа.}$$

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки берем наибольшее из полученных расчетных значений:

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: обвязка колонная с муфтовой подвеской ОКО2-35-168x245x324 К1 ХЛ.
2. ПВО, соответствующее давлению при ликвидации ГНВП и его опрессовки с запасом: ОП5-350/80x35.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Применение 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].

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Наименование обсадной колонны	Способ бурения
0–60	Направление	Роторный
60–900	Кондуктор	С применением ВЗД
900–1750	Техническая колонна	С применением ВЗД
1750–3340	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД

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 шарошечного типа для интервала бурения под направление и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости и абразивности приведено в таблице 5.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.

Таблица 5 – Стратиграфические пакки по буримости и абразивности

Наименование обсадной колонны	Интервал, м	№ пакки породы	Категория по твердости	Категория по абразивности
Направление	0–60	1	М	I-II
Кондуктор	60–290	2	М	I-II
	290–690	3	М, МС	I-IV
	690–900	4	МС	I-VII
Техническая колонна	900–1750	5	МС	II-VIII
Эксплуатационная колонна	1750–3275	6	С	II-VIII
	3275–3340	7	Т	V-VI

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 490 мм, выпускаемым ОАО «Уралбурмаш», модели 490 GRDP 545. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно [38].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 393,7 мм, выпускаемым ООО НПП «Буринтех», модели БИТ 393,7 В 419, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. 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 [36].

3. Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, выпускаемым ООО НПП «Буринтех», модели БИТ 295,3 В 419, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет [36].

4. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, выпускаемым ООО НПП «Буринтех», модели БИТ 215,9 В 913 Н, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. В интервале 3270–3305 м будут

произведены операции по отбору кернa. Калибровки стенок скважины не предусматриваем в связи с таким же тип размером бурильной головки модели БИТ 215,9/100 В 913 О.02, выпускаемым ООО НПП «Буринтех» [36].

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях. Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин.

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

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото $G_{доп}$ не должна превышать 80% от предельной $G_{пред}$, указанной в технической характеристике (паспорте) долота [4], то есть:

$$G_{доп} = 0,8 \cdot G_{пред}. \quad (4)$$

Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные и результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	0–60	60–900	900–1750	1750–3340	Отбор керна 3270–3305
Исходные данные					
$D_{дл}$, мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9
$G_{пред}$, кН	79	98	98	98	49
Результаты проектирования					
$G_{стат}$, кН	79	79	118	147	49
$G_{доп}$, кН	63	79	79	79	39
$G_{проект}$, кН	79	98	98	98	39

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 79 кН, которая соответствует предельной нагрузке на запроектированное долото и статистическим данным отработки долота. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки близкие к предельным нагрузкам, так как анализ статистических данных отработки этих долот на порядок выше. Для бурильной головки выбираем нагрузку исходя из

расчета допустимой, так как интервал отбора керна производится в трещиноватых породах доюрских отложений (Pz).

2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Расчет частоты вращения ПРИ производился в программе Microsoft Excel согласно методике, приведенной в методическом указании [4].

Результаты проектирования частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные и результаты проектирования частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал, м	0–60	60–900	900–1750	1750–3340	Отбор керна 3270–3305 м	
Исходные данные						
V_d , м/с	2,8	2,8	1,8	1,3	1	
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9
τ , мс	7	-	-	-	-	
z	26	-	-	-	-	
α	0,9	-	-	-	-	
Результаты проектирования						
n_1 , об/мин	109	136	117	115	89	
n_2 , об/мин	214	-	-	-	-	
n_3 , об/мин	790	-	-	-	-	
$n_{\text{проект}}$, об/мин	109	136	117	115	89	

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 (0–60 м) проектируем n_1 , но здесь следует уделить внимание выдаваемой частоте вращения ротора. Для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну проектируются полученные расчетные значения, поскольку используются долота PDC. Частоту вращения для сохранения целостности отбираемого керна выбираем расчетную. Керноотборный снаряд производства ООО НПП «Буринтех» СКИ (СК) 178/100 позволяет отбор с применением ВЗД и проектируемой частотой вращения [36].

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].

Расчет крутящих моментов ВЗД производился в программе Microsoft Excel согласно методике, приведенной в методическом указании [4].

Результаты проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные и результаты проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–60	60–900	900–1750	1750–3340
Исходные данные					
D _д	м	-	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	-	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		-	98	98	98
Q, Н·м/кН		-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	240	195	172
M _р , Н·м		-	4972,9	3766,4	2795,1
M _о , Н·м		-	196,85	147,65	107,95
M _{уд} , Н·м/кН		-	48,7	36,9	27,4

Для интервала бурения 60–900 м (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 4,9 кН·м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель Д-240М.5/6.50, 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 [35].

Для интервала бурения 900–1750 м под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195М.9/10.42, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения мягких с прослоями средней твердости горных пород [35].

Для интервала бурения 1750–3340 м под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-172.7/8.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения пород средней твердости и твердых горных пород [35].

Производить отбор керна будем с тем же ВЗД, который проектируем для бурения эксплуатационной колонны.

Все проектируемые ВЗД являются разработкой компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент».

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – 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
Д-240М.5/6.50	60–900	240	8545	1922	30–50	120–198	11,0–15,0	236
ДГР-195М.9/10.42	900–1750	195	7290	1337	25–38	108–150	11,0–13,0	172
ДГР1-172.7/8.56	1750–3340	172	8629	1162	19–38	84–168	10,0–15,5	211

2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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. [4].

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения и области допустимого расхода бурового раствора представлены в приложении Е.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 46 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 46 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 техническую колонну принимается 36,2 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с.

2.3.7 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».

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, техническую и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по

интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Ж.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия 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 0–60 м под направление – бентонитовый буровой раствор с плотностью 1224 кг/м³;

– интервал бурения 60–900 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор с плотностью 1152 кг/м³;

– интервал бурения 900–1750 м под техническую колонну – полимер-глинистый буровой раствор с плотностью 1111 кг/м³;

– интервал бурения 1750–2406 м под эксплуатационную колонну – полимер-глинистый буровой раствор с плотностью 1280 кг/м³, затем переводимся на KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор с плотностью 1280 кг/м³ для бурения до проектного забоя. Выбор глубин связан с тем, что с глубины 2506 м по геологическому разрезу залегает первый нефтеносный пласт.

Возможности влияния на репрессию ограничиваем. Следует стремиться к снижению репрессии всегда. Кроме того, необходимо постоянно помнить о сохранении устойчивости вышележащих глинистых пластов.

Бурение интервала 0–60 м под направления производится бентонитовым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая

повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

При бурении интервала 60–900 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе. Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, глин. Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Для бурения интервала 900–1750 м под техническую колонну предлагается использовать переведенный объем полимер-глинистого бурового раствора, используемого для бурения интервала под кондуктор, разбавленного водой до необходимой плотности и обработанного реагентами для выравнивания реологических параметров, плюс необходимый объем свежеприготовленного бурового раствора.

Для бурения интервала 1750–2406 м под эксплуатационную колонну используем переведенный объем полимер-глинистого бурового раствора, используемого для бурения интервала под техническую колонну.

При первичном вскрытии продуктивного пласта на глинисто-полимерном растворе происходит интенсивное проникновение фильтрата бурового раствора далеко в продуктивный пласт и, вследствие постепенного набухания глинистого цемента коллектора, закупорка существенной доли поровых каналов.

Учитывая, что в глинистом растворе частицы твёрдой фазы нарабатываются по размеру произвольно, а не целенаправленно, фильтрационная корка, во-первых, формируется сравнительно медленно, во-вторых, имеет высокую проницаемость. Эти два момента обуславливают как

большую скорость ухода жидкости в пласт, так и глубокое проникновение твёрдой фазы в продуктивный пласт, что может повлиять на загрязнение нефтеносных пластов, и, как следствие, ошибочные или неполные данные о коллекторе для проектируемой скважины, что может привести даже к необоснованному отказу от разработки месторождения.

Таким образом, остаются два фактора, оказывающих существенное влияние на качество первичного вскрытия. Это характер фильтрата бурового раствора и качество фильтрационной корки, влияющее на глубину проникновения жидкости в пласт.

Поэтому для бурения интервала 2406–3340 м под эксплуатационную колонну, а также первичного вскрытия продуктивного пласта предлагается использовать биополимерный буровой раствор. KCL/полимерный (биополимерный) раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку. Технический результат использования – уменьшение количества и концентрации компонентов для приготовления бурового раствора при сохранении ингибирующих, смазочных, фильтрационных и противоприхватных свойств, а также повышение структурно-реологических свойств и термостойкости, обеспечение солестойкости, снижение вредного влияния на окружающую среду.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении 3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении 3.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины» [39].

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении 3.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [37].

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

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа. Согласно геолого-техническому условию объект, представляющий наибольшую ценность для исследования, залегает в интервале: 3375–3300 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивного пласта выше/ниже прогнозируемой вертикали, вследствие этого планируемый интервал отбора керна: 3270–3305 м.

Для отбора керна планируется использование бурильной головки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурильной головки бурения запланированного интервала.

Выбор бурильной головки модели БИТ 215,9/100 В 913 О.02, выпускаемой ООО НПО «Буринтех», обусловлен так же тем, что интервал сложен твердыми горными породами (прослой базальта и туфы) [36].

Из геолого-технического условия тип коллектора порово-трещинный – поровое пространство включает как системы трещин, так и поровое пространство блоков. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керноприемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна

бурильной головки представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Тип проектируемой бурильной головки для отбора керна [16]

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба	Масса, кг
БИТ 215,9/100 В 913 О.02	215,9	100	МК 165х6х1:16 Сп	40

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна керноотборного снаряда представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Тип проектируемого керноотборного снаряда [16]

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (количество секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса, кг
					Верх	Низ	
СКИ (СК) 178/100	178/206/212	15 (2)	100	15000	3-133	МК 165х6х1:16 Сп	2878

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 12.

Таблица 12 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна [16]

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/с
3270–3305	СКИ (СК) 178/100	2-5	80-90	20-23

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В процессе спуска в ствол скважины, цементирования, вызова притока, добычи нефти обсадная колонна испытывает различные по величине и характеру нагрузки [8].

Наиболее опасными для обсадных колонн являются нагрузки от действия статических избыточных наружных и внутренних давлений и осевые растягивающие (сжимающие) нагрузки от собственного веса [8].

Исходные данные для эксплуатационной колонны:

- плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$;
- плотность ТР нормальной плотности $\rho_{трн} = 1900 \text{ кг/м}^3$;
- плотность облегченного ТР $\rho_{тр обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$;
- плотность продавочной жидкости $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- плотность нефти $\rho_n = 740 \text{ кг/м}^3$;
- высота цементного стакана $h_{см} = 10 \text{ м}$;
- глубина раздела буферной жидкости и облегченного ТР $h_1 = 1600 \text{ м}$;
- высота ТР нормальной плотности $h_2 = (H - h_{кровли} + 100) = 934 \text{ м}$;
- динамический уровень в скважине в конце эксплуатации $h_{дин} = 2227 \text{ м}$;
- длина колонны $H = 3340 \text{ м}$;
- ускорение свободного падения $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

2.4.2 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].

Расчет наружных избыточных давлений производился в программе Microsoft Excel согласно методике, приведенной в методическом указании [8].

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.

Результаты расчетов отображены на эпюре наружных избыточных давлений, которая представлена на рисунке 1.

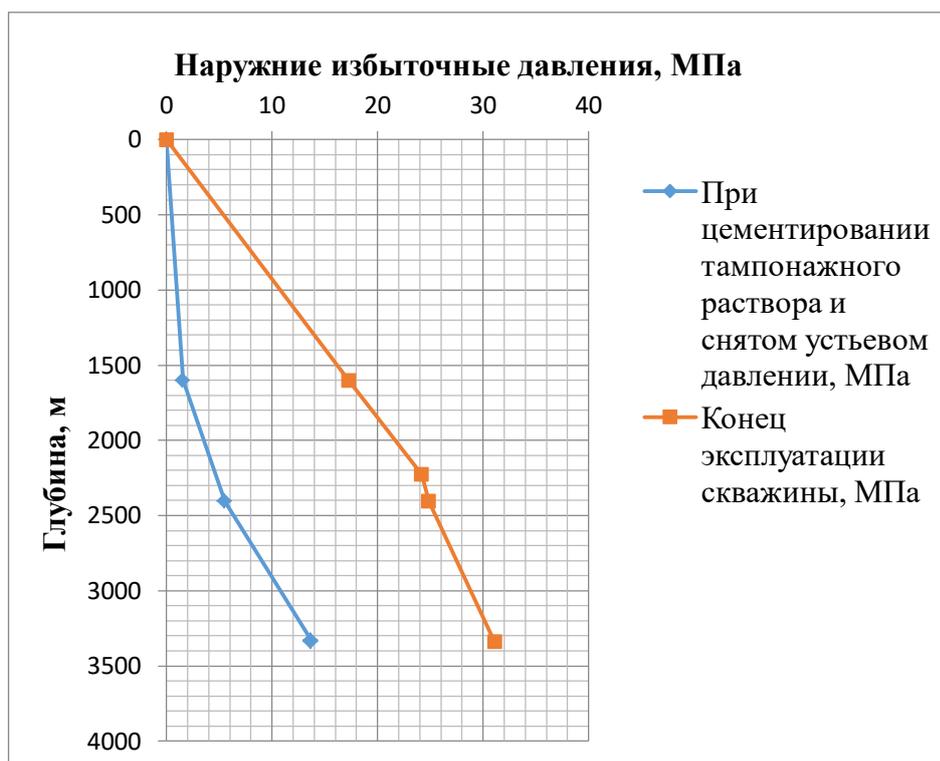


Рисунок 1 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.3 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].

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений, по известной методике, 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.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Полученные расчетные данные отображены на эпюре внутренних избыточных давлений, которая представлена на рисунке 2.

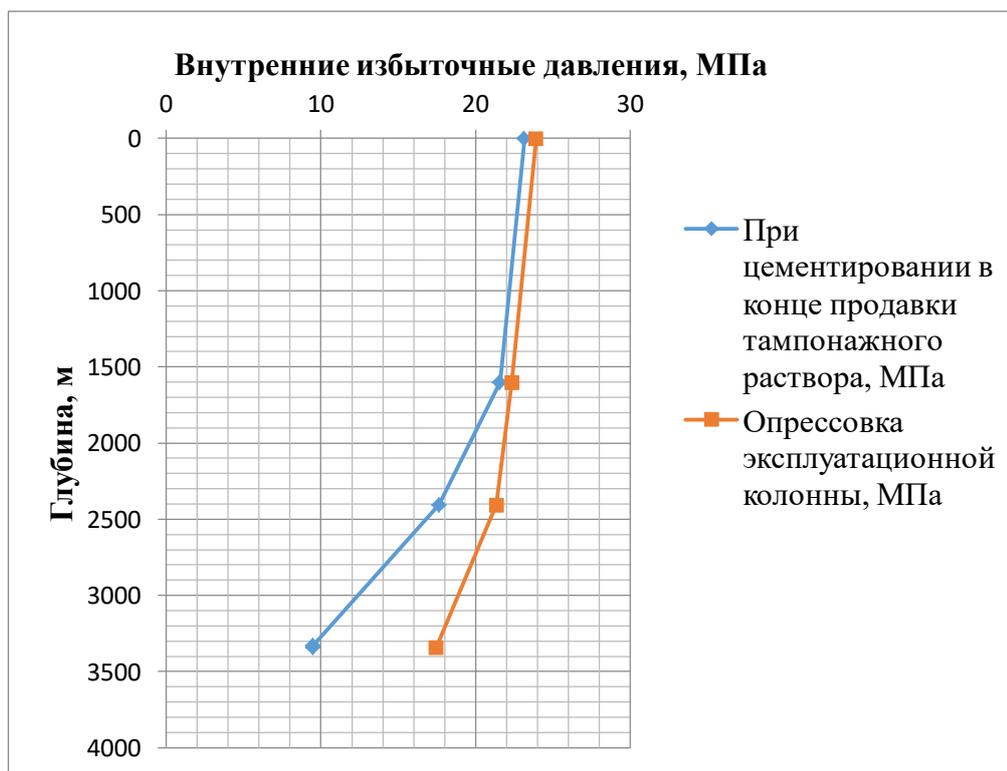


Рисунок 2 – Эпилоры внутренних избыточных давлений

2.4.4 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. Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ [9].

Конструирование обсадной колонны по длине производилось в программе Microsoft Excel согласно методике, приведенной в методическом указании [9].

Результатами являются параметры обсадных колонн, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры обсадных колонн

Наружный диаметр, мм	Номер секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секции	суммарный	
Эксплуатационная колонна									
168,3	1	ОТТГ	Е	10,6	784	42,32	33177	125704	2556–3340
	2	ОТТГ	Е	8,9	2556	36,2	92527		0–2556
Техническая колонна									
244,5	1	ОТТМ	Д	7,9	1750	48,13	84229	84229	0–1750
Кондуктор									
323,9	1	ОТТМ	Д	8,5	900	68,53	61673	61673	0–900
Направление									
426	1	ОТТМ	Д	10	60	106,5	6390	6390	0–60

2.4.5 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле [10]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (5)$$

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

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

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

Согласно геологическим данным $P_{гр} = 58,767$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, согласно расчету составили [10]:

$$P_{гд\ кп} = 0,2285 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве:

$$P_{гс\ кп} = 46,535 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 5:

$$46,76 \text{ МПа} \leq 55,83 \text{ МПа.}$$

Условие недопущения гидроразрыва пластов выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование [10].

2.4.6 Расчет объёмов и компонентных составов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы жидкостей и количество составных компонентов тампонажной и буферной смеси представлены в таблице 14.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [10].

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 14.

Таблица 14 – 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 цемента (т) / количество мешков (шт.)
Буферная	2,4	1100	12	МБП-СМ	168 / 12	-	-
	9,6			МБП-МВ	144 / 11	-	-
Облегченный тампонажный раствор	16,66	1500	14,06	НТФ	6,83 / 1	ПЦТ-Ш-Об (5)-100	13,46 / 14
Тампонажный раствор нормальной плотности	19,46	1900	13,05	НТФ	7,98 / 1	ПЦТ-І-100	26,96 / 27

2.4.7 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (6)$$

где $P_{цз}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, МПа.

$$P_{цз} = 23,16 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 28,95 \text{ МПа}.$$

Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100 мм и второй скорости коробки передач. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 15.

Таблица 15 – 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]:

$$m = G_{сyx} / G_{\delta}, \quad (7)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 1$. Требуется машина типа УС6-30Н (У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 2$. Требуется 2 машины 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 К.

2.4.8 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Выбор технологической оснастки производился согласно рекомендациям, приведенным в методическом указании [11].

Элементы технологической оснастки выбирались из нефтепромыслового

оборудования выпускаемого компанией ООО «Уралнефтемаш» [40].

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Суммарное количество, шт.
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 426 мм	БКМ-426-ОТТМ	59,6	60	1	1
	ЦКОДМ-426-ОТТМ	49,2	49,6	1	1
	ПРП-Ц-426	49	49,2	1	1
	ЦЦ-1-426/490	0	60	5	5
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324-ОТТМ	889,6	900	1	1
	ЦКОДМ-324-ОТТМ	879,2	879,6	1	1
	ПРП-Ц-324	879	879,2	1	1
	ЦЦ-1-324/394	0	60	3	25
	60	900	22		
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245-ОТТМ	1749,6	1750	1	1
	ЦКОДМ-245-ОТТМ	1739,2	1739,6	1	1
	ПРП-Ц-Н-245	1739	1739,2	1	1
	ПРП-Ц-В-245	1738,8	1739	1	1
	ЦЦ-1-245/295	0	900	20	42
	900	1750	22		
Эксплуатационная колонна, 168 мм	БКОК-168-ОТТГ	3339,6	3340	1	1
	ЦКОДМ-168-ОТТГ	3329,2	3329,6	1	1
	ПРП-Ц-Н-168	3329	3329,2	1	1
	ПРП-Ц-В-168	3328,8	3329	1	1
	ЦЦ-1-168/216	0	1750	18	59
		1750	3340	41	
	ЦТ-168/212-216	1750	2506	37	120
2506		3340	83		

2.4.9 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта [12].

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;

- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта [12].

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения флюидопроявления [12].

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

Плотность жидкости глушения определяется по следующей формуле [12]:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (8)$$

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

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$) [39].

Отсюда находим плотность жидкости глушения для нижнего вскрываемого продуктивного пласта (Pz) в интервале залегания 3275–3300 м:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05) \cdot 43,6 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3300} = 1414,14 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины [39].

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле [12]:

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H, \quad (9)$$

где $d_{\text{вн}}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

H – глубина скважины, м.

Объем жидкости глушения составит:

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{0,1505 \cdot (2556 - 0) + 0,1471 \cdot (3340 - 2556)}{3340} \right)^2 \cdot 3340 = 58,76 \text{ м}^3.$$

Вскрываемый пласт сложен эффузивными и интрузивными породами (базальтов и туфов), среднего или основного состава, очень крепких, перемежающиеся с конгломератами, иногда с известняками и туфо-песчаниками. Плотность породы составляет 2500 кг/м³.

Исходя из физико-механических свойства горных пород по разрезу скважины для данного интервала вскрытия выбираем кумулятивную перфорацию.

Выбираем перфоратор кумулятивный ПК114КЛ ORION производителя АО «ВЗРЫВГЕОСЕРВИС» [33]. Данный перфоратор отличается повышенной пробивной способностью, высокой плотностью кумулятивных зарядов при оптимальной фазировке, малым фугасным воздействием, минимальной трудоемкостью и простотой сборки, наивысшей безопасностью эксплуатации и безотказностью работы. При снаряжении перфоратора кумулятивными зарядами предусмотрена возможность комбинированного использования кумулятивных зарядов любых типов, то есть, кумулятивные заряды, создающие каналы максимальной протяженности (тип «ГП» DP), могут чередоваться при сборке перфоратора кумулятивного в произвольном порядке с кумулятивными зарядами, создающими каналы с максимально большим входным отверстием (тип «БО» ВН). Он обеспечивает максимальную плотность перфорации 40 отверстий на 1 м [33].

В таблице 17 представлены технические характеристики перфорационной системы.

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из плотности перфорации, количества одновременно спускаемых зарядов и мощности перфорируемого объекта [12]:

$$N_p = \frac{\rho_{\text{п}} \cdot M}{N}, \quad (10)$$

где $\rho_{\text{п}}$ – плотность перфорации, отв./1 м;

M – мощность объекта, м;

N – количество одновременно спускаемых зарядов.

Таблица 17 – Технические характеристики перфорационной системы и результаты расчета количества спуска перфоратора

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора (N_p)
25	кумулятивный	114×230×95 L = 6 м	40	240	4
	кумулятивный	114×230×95 L = 1 м	40	40	1

Необходим еще один рейс для вскрытия пласта на полную мощность. Для перфорации 1 м эксплуатационной колонны берем один модуль перфоратора длиной 1 м.

В разведочных скважинах проектируется проведение испытаний аппаратами, спускаемыми в скважину на каротажном кабеле.

В качестве основного типа пластоиспытателя проектируем КИИ-95/146 компании ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика» [34].

Для повышения информативности испытаний пластов на буровом инструменте в данном пластоиспытателе разработана технология динамического контроля состава и дебета приточного флюида. Регистрация осуществляется автономным модулем (MDC) с датчиком манометрии, термометрии, резистивиметрии, влагометрии и механической расходомерии [34].

MDC в составе пластоиспытателя предназначено для проведения поинтервальных испытаний перспективных горизонтов с целью вызова притока и отбора проб пластового флюида, определение гидродинамических параметров пластов, гидроимпульсной обработки и очистки зоны продуктивного пласта [34].

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего, по условной глубине бурения, а затем, 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 [4]:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (13)$$

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

$Q_{бк}$ – 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 [4]:

$$Q_{пр} = k \cdot Q_{max}, \quad (14)$$

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.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 18. Характеристики выбранной БУ представлены в таблице 19.

Таблица 18 – Результаты проектирования и 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 ($Q_{бк}$)	120	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,67

Окончание таблицы 18

Максимальный вес обсадной колонны ($Q_{об}$)	126	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1,58
Вес колонны при ликвидации прихвата ($Q_{пр}$)	163,8	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,22

Таблица 19 – Характеристики буровой установки БУ-3000 ЭУК-1М

Наименование параметров	Значение
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000-3200
Наибольшая оснастка талевого системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны и ликвидаций аварий, м/с	0,1-0,2
Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъемного агрегата, кВт	550-670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

3 ПРОБЛЕМА ВЫНОСА ШЛАМА В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ И ОСНОВНЫЕ ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ

Наклонно-направленное бурение (ННБ) – это способ строительства скважины, при котором траектория ствола отклоняется от вертикали и направляется относительно принятого направления на север. Горизонтальная скважина – скважина, которая вскрывает нефтегазосодержащий пласт продольным стволом на большом протяжении относительно вертикали.

Отличительные особенности ННБ:

- увеличение коэффициента извлечения углеводородного сырья за счет вскрытия продуктивного пласта на значительную длину (горизонтальные скважины);
- бурение скважин производится с одной буровой площадки (кустовое бурение);
- доступна разработка удаленных участков месторождений, включая шельфовых при бурении с береговых площадок, а также бурение в труднодоступных местах в силу особенностей рельефного пересечения;
- включение в разработку продуктивной зоны, которая не доступна при вертикальном бурении;
- экологическая безопасность нефтегазовых объектов, особенно на шельфе.

Несмотря на все плюсы данного метода бурения, он обладает большим количеством технологических недостатков при проводке скважины, связанных с неустойчивостью стенок скважины, проблемами очистки ствола от шлама и доставкой его на поверхность, увеличением количества спускоподъемных операций, большими рисками, связанными с авариями, которые приводят к дополнительным затратам в денежном и ресурсном эквивалентах, повышенными требованиями к качеству и составу бурового раствора.

Малоэффективная очистка ствола скважины от шлама может послужить к его скоплению и привести к таким серьезным проблемам, как:

- механический прихват бурильной колонны;
- закупоривание кольцевого пространства между стенкой скважины и бурильной колонной при образовании шламовой подушки во время спуско-подъемных операций;
- затяжки и посадки при СПО;
- потеря циркуляции и как следствие прихват;
- проблемы, связанные со спуском обсадной колонны;
- проблемы, связанные с выставлением в нужный сектор при ориентировании КНБК и бурении слайдом;
- отстреливание дорогостоящей КНБК при неудачных попытках избавиться от прихвата;
- дополнительные денежные, временные и ресурсные затраты, связанные с перебуриванием ствола, вследствие оставления части КНБК в аварийном стволе;
- сложности при проведении геофизических исследований, а именно осложняется проходимость каротажных приборов;
- дополнительные проработки скважины.

Условия для благоприятной очистки ствола от шлама восходящим потоком промывочной жидкости зависят от величины зенитного угла ствола скважины. Наибольшие трудности возникают в интервалах при зенитных углах от 60 до 90°, в которых шлам оседает на нижнюю стенку скважины и образует устойчивую, за счет сил трения, шламовую подушку. Очистка ствола в данном интервале представляется достаточно сложной задачей и зачастую требует большого количества времени.

Тенденция скопления шлама в скважине на интервалах с разными зенитными углами представлена на рисунке 3:

- при зенитных углах от 0 до 10 градусов, на частицу выбуренной породы действует сила тяжести, под действием которой она стремится осесть к забою (рисунок 3, а);

- при зенитных углах от 10 до 45 градусов, шлам выпадает на нижнюю стенку ствола скважины, по причине увеличения вязкости и плотности самих частиц, но при этом часть его соскальзывает к забою (рисунок 3, б);
- при зенитных углах от 45 до 60 градусов, сила трения, действующая на частицу шлама, возрастает и как следствие скольжение частицы по стенке ствола замедляется вплоть до остановки, при этом образуется осадок на стенке и идет тенденция к накоплению в наклонном стволе (рисунок 3, в);
- при зенитных углах от 60 до 90 градусов, шлам осаждается на нижнюю стенку и удерживается за счет силы трения и тяжести (рисунок 3, г).

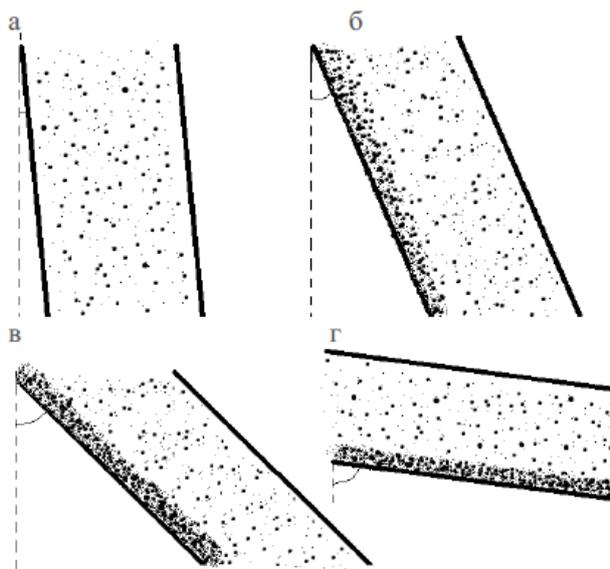


Рисунок 3 – Тенденция скопления шлама в скважине в интервалах с разными зенитными углами:
а) 0–10°; б) 10–45°; в) 45–60°; г) 60–90°

В интервалах, где присутствуют каверны и трещины, скорость потока промывочной жидкости уменьшается, накопленные в них частицы из-за скольжения (при углах менее 45°) стремятся скатиться обратно в ствол скважины (рисунок 4). В этом случае для повышения эффективности очистки скважины, в местах наличия каверн, необходимо увеличение скорости потока промывочной жидкости в затрубном пространстве. Это поспособствует уменьшению количества шлама.



Рисунок 4 – Тенденция скопления шлама в каверне и его движение

В наклонной скважине при зенитном угле от 20° , а также в горизонтальных скважинах, колонна бурильных труб будет «лежать» на нижней стенке скважины (рисунок 5), что препятствует равномерной скорости течения жидкости в верхней (над колонной) и нижней частях поперечного сечения ствола скважины. Такой вид течения жидкости в затрубном пространстве не обеспечивает полноценной очистки скважины от шлама, так как в зоне снижения скорости потока, то есть на нижней стенке, будет образовываться шламовая подушка. Дюнообразование и накопленный слой шлама на нижней стенке горизонтальной скважины осложняют доведение нагрузки на долото, и в результате этого, снижаются механическая скорость бурения и качество управления траекторией скважины. В данной ситуации для решения проблемы возможно применение инструмента со смещенным центром тяжести. Так, эксцентриситет вращения колонны бурильных труб будет создавать поперечные течения и завихрения потока жидкости (подобие турбулентности), в результате чего шлам будет удаляться из ствола без дополнительных затруднений.

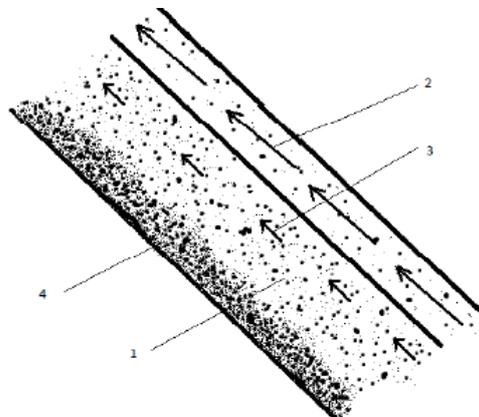


Рисунок 5 – Тенденция скопления шлама на нижней стенке скважины:
 1 – колонна бурильных труб; 2 – скорость потока над колонной; 3 – скорость потока возле колонны; 4 – шламовая подушка

На левом рисунке 6 показан пример профиля скоростей при отсутствии эксцентриситета бурильной колонны относительно ствола. В концентричном кольцевом пространстве скорость движения раствора равномерно распределена относительно бурильной колонны, а вместе с ней и энергия раствора, обеспечивающая вынос шлама. Смещение профиля скоростей вызвано эксцентричным расположением бурильной колонны в стволе скважины, что характерно для наклонно-направленного бурения. В результате смещения профиля максимальная скорость потока достигается над бурильной трубой. А скорости потока в левом и правом пространствах относительно колонны труб остаются минимальными, что способствует накоплению шлама в этих зонах и образованию так называемых «застойных зон».

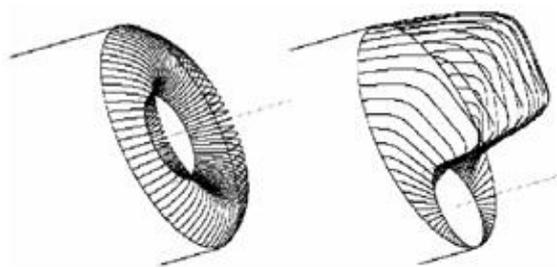


Рисунок 6 – Профиль скоростей потока бурового раствора в кольцевом пространстве

Факторы, также влияющие на вынос шлама:

1. Механическая скорость проходки

При повышении механической скорости проходки увеличивается количество шлама в кольцевом пространстве.

2. Реологические параметры бурового раствора

Скорость осаждения частиц в буровом растворе зависит от его вязкости. Эта зависимость влияет на транспортировку шлама в вертикальных скважинах. Маловязкие жидкости наиболее эффективны в скважинах с зенитными углами более 30° , так как режим их течения – турбулентный и завихрения потока способствуют выносу шлама.

При малых зенитных углах и ламинарном режиме течения повышение динамического напряжения сдвига улучшает вынос шлама.

Другими параметрами, которые могут характеризовать транспортирующую способность растворов, являются:

- напряжение сдвига в буровом растворе при скорости сдвига, равной ее среднему значению при течении в кольцевом пространстве;
- начальное статическое напряжение сдвига.

Высокое начальное статическое напряжение сдвига обеспечивает удержание во взвешенном состоянии обломков породы во время спуско-подъемных операций или геофизических измерений в скважине.

3. Производительность буровых насосов

Скорость восходящего потока, необходимая для выноса шлама из наклонной скважины с зенитным углом в пределах 50-60° должна быть примерно в два раза больше, чем в вертикальной скважине. Нужно принимать все меры для снижения гидравлических сопротивлений, что даст возможность увеличить производительность насосов.

4. Плотность бурового раствора

Плотность бурового раствора влияет на вынос шлама, поскольку она определяет архимедову силу, действующую на частицы породы. Это положение справедливо как для вертикальных, так и для наклонных скважин. При небольших изменениях плотности скорость потока, необходимая для полной очистки ствола, прямо пропорциональна разности плотностей породы и бурового раствора.

Однако в большинстве случаев выбор плотности бурового раствора предопределен другими факторами. Плотность должна быть достаточной для обеспечения устойчивости пород, предотвращения обвалов при данном угле падения пластов и данной величине зенитного угла. Она не должна быть чрезмерно высокой, чтобы не вызвать гидроразрыва пород и низкой, чтобы не вызвать ГНВП.

5. Тип обломков выбуренной породы

Большая плотность обломков выбуренной породы затрудняет вынос шлама как в вертикальных, так и в наклонных скважинах. На транспортировку

обломков влияет также их размер и форма. Труднее всего в вертикальных скважинах транспортировать крупные округлые частицы. В сильно наклонных скважинах форма и размер частиц шлама мало влияют на их вынос, поскольку обломки движутся не по отдельности, а скоплениями.

6. Вращение бурильной колонны

В наклонных скважинах вращение бурильной колонны способствует разрушению осадка выбуренной породы. Вращающиеся трубы заставляют обломки перемещаться к верхней стенке скважины в область высоких скоростей восходящего потока бурового раствора. Вращение труб также стимулирует течение раствора в узком зазоре между бурильной колонной и нижней стенкой скважины, на которой образовалась шламовая постель. При ориентированном бурении забойным двигателем в наклонной скважине шламовая постель остается потревоженной. Перед подъемом инструмента бурильную колонну полезно вращать.

7. Влияние режима течения

Ламинарный режим течения наиболее эффективен при зенитных углах до 45° при использовании вязкого раствора. Такой режим способствует эффективной очистке скважины от шлама за счет реологических свойств раствора.

При турбулентном режиме течения потока реология оказывает гораздо меньшее влияние на транспортировку частиц выбуренной породы, поэтому данный режим течения будет эффективен при углах наклона ствола от 45° в том случае, если стенки скважины и керн устойчивы к размыванию промывочной жидкостью.

В горизонтальных скважинах очистка ствола улучшается при турбулентном режиме течения бурового раствора.

При появлении признаков неудовлетворительной очистки скважины лучше увеличить подачу насосов, чем изменять реологические свойства бурового раствора или режим течения.

Необходимо применять максимально возможную производительность буровых насосов, обеспечивающую высокую скорость течения раствора в кольцевом пространстве.

Необходимо оптимизировать реологические свойства, которые раствор проявляет при малых скоростях сдвига. Для этой цели обрабатывают растворы на нефтяной основе специальными модификаторами реологических свойства, а растворы на водной основе – реагентами типа ХС-биополимера. Такая обработка позволит избежать образования шламовой постели в скважине.

8. Спуско-подъемные операции

Всегда следует промывать скважину перед подъемом бурильной колонны. Продолжительность промывки определяется расчетным путем. В процессе промывки перед подъемом бурильную колонну следует вращать со скоростью 30–60 об/мин.

В скважинах с зенитными углами более 30 градусов перед подъемом следует подкачать порцию легкой маловязкой жидкости, определив объем ее с учетом недопущения проявлений.

После бурения интервала большой длины забойным двигателем следует сделать рейс с проработкой ствола роторным способом.

Решением в сфере улучшения очистки кольцевого пространства от шлама являются следующие технологические подходы:

1. Использование специальных жидкостей (реагентов)

Использование специальных жидкостей, которые при вращении создают «пленку» вокруг бурильной трубы. Такая пленка называется «вязкостное сцепление», она поднимает шлам со дна и подбрасывает его в зону высокоскоростного потока. Также возможно введение в промывочную жидкость волокон (например, Микрофибра, FORTA Super-Sweep, FORTA Dagnet), повышающих ее транспортирующую способность.

2. Использование циркуляционных переводников

Циркуляционные переводники представляют собой устройства для частичного отвода проходящего сквозь них потока промывочной жидкости в

кольцевое пространство. Устанавливаются циркуляционные переводники в составе бурильной колонны в интервале потенциального образования шламовых подушек.

Для примера можно отметить циркуляционный переводник (инструмент) PVL (рисунок 7). Инструмент PVL это автозатворная система многократной активации.

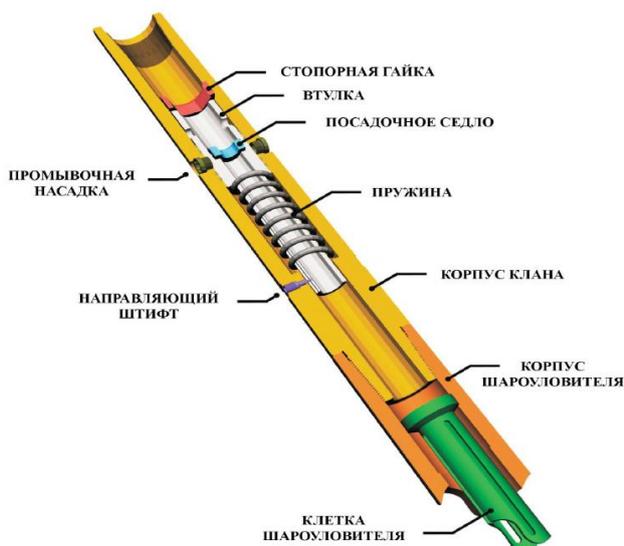


Рисунок 7 – Циркуляционный переводник PVL

Инструмент PVL был разработан для облегчения выполнения таких операций в бурении, освоении и КРС, как:

- закачка всех типов кольматантов, а также агрессивных и тампонажных материалов;
- качественная очистка скважины путем увеличения объема циркуляции;
- увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости в скважинах, где вынос шлама затруднен (с большим зенитным углом и горизонтальных стволах);
- замена бурового раствора.

3. Использование специальных профилированных бурильных труб или труб с лопастями

Включение в состав колонны профилированных бурильных труб позволяет улучшить процесс гидротранспорта бурового шлама на поверхность.

Например, бурильные трубы серии «Гидроклин» (рисунок 8) имеют винтообразные канавки, отрицательный угол наклона которых при вращении бурильной колонны обеспечивает поднятие частиц шлама со стенки скважины, а изменяющийся угол наклона спиральных плоскостей ускоряет их движение и выносит в проходную зону поперечного сечения ствола скважины с максимальной скоростью потока. Такие трубы включают в бурильную колонну для прохождения критических интервалов скважины, как правило, одну трубу через каждые две или три свечи обычных бурильных труб.

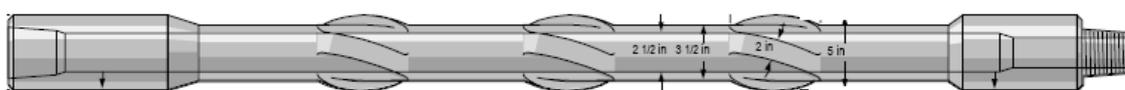


Рисунок 8 – Бурильная труба «Гидроклин» (Hydroclean)

4. Обратная циркуляция промывочной жидкости

Обратная циркуляция промывочной жидкости – закачка промывочной жидкости по кольцевому пространству скважины и подача ее через бурильный инструмент на блок очистки. Шламодная дюна разрушается механически – долотом и гидравлически – обратным потоком промывочной жидкости. Важно подчеркнуть, что расход промывочной жидкости остается таким же, как и при бурении забойным двигателем. Кратное же увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости при постоянном расходе достигается за счет существенного снижения его площади поперечного сечения. При этом в кольцевом пространстве нисходящий поток промывочной жидкости остается ламинарным, а в бурильной колонне – турбулентным. Применение обратной промывки позволяет обеспечить качественную очистку ствола скважины и повысить эффективность бурения.

Таким образом, в работе представлены основные негативные эффекты, которые возникают при некачественной очистке ствола наклонных и горизонтальных скважин от шлама, а также технологические подходы, используемые для решения данной проблемы, приведены примеры оборудования.

Основной рычаг для решения проблем выноса шлама всегда будет оставаться буровой раствор. Правильный выбор рецептуры и реологических свойств бурового раствора позволит обеспечить наиболее эффективную очистку ствола от выбуренной породы и обеспечить безаварийное строительство скважины.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках бакалаврской работы основной целью является расчет сметной стоимости строительства проектируемой разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 м на нефтяном месторождении в Тюменской области.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть структуру и направление деятельности организации ООО «РН-Юганскнефтегаз», по проблематике которого выполняется работа;
- провести расчет механической скорости и нормативного времени на механическое бурение;
- провести расчет рейсовой скорости по интервалам бурения;
- провести расчет коммерческой скорости бурения всей скважины;
- составить нормативную карту, сметную строительства проектируемой скважины, с учетом основных видов работ.

4.1 Основные направления деятельности организации ООО «РН-Юганскнефтегаз» и структура предприятия

Целью подраздела является рассмотрение структуры и направления деятельности организации.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» является ключевым активом ПАО «НК «Роснефть», на долю которого приходится порядка 30% добычи Компании. Основным видом деятельности является: геологоразведка, разработка и эксплуатация месторождений на 35 лицензионных участках.

Структура ООО «РН-Юганскнефтегаз» представляет собой иерархическую систему, построенную по бизнес-процессам. Принципы ее формирования – достижение максимально эффективной реализации управленческих решений при оптимальных затратах, повышение конкурентоспособности, снижение себестоимости и увеличение добычи нефти и газа.

Под руководством генерального директора эффективно функционируют следующие блоки:

1. Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера.
2. Подразделение первого заместителя генерального директора по экономике.
3. Подразделение главного геолога.
4. Подразделение заместителя генерального директора по развитию производства.
5. Подразделение заместителя генерального директора по строительству.
6. Подразделение заместителя генерального директора по МТО.
7. Подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике.
8. Подразделение заместителя генерального директора по бурению.
9. Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам.
10. Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок ООО «РН-Юганскнефтегаз» сформирован по процессному принципу и состоит из четырех процессных управлений:

- главное управление добычи нефти и газа;
- управление по подготовке нефти и газа;
- управление поддержания пластового давления;
- управление эксплуатации трубопроводов.

Таким образом, структура управления предприятием позволяет эффективно осуществлять направленность деятельности организации и ставить рекорды средней коммерческой скорости бурения и суточной проходки.

4.2 Расчет механической скорости и нормативного времени на механическое бурение

Задача определить нормы времени на механическое бурение, используя

среднестатистические данные по рейсам на регионе с идентичным геологическим разрезом.

Исходные данные проектируемой скважины представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные проектируемой скважины

Проектная глубина, м:	3340
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	Разведочное бурение
Конструкция скважины:	
- направление	$D_{ок} = 426$ мм на глубину 60 м
- кондуктор	$D_{ок} = 323,9$ мм на глубину 900 м
- техническая колонна	$D_{ок} = 244,5$ мм на глубину 1750 м
- эксплуатационная колонна	$D_{ок} = 168,3$ мм на глубину 3340 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип; количество, шт.	УНБТ-1180, 2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	46
- в интервале 60-900 м	46
- в интервале 900-1750 м	36,2
- в интервале 1750-3340 м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-60 м	УБТ 229x90 Д; УБТ 203x80 Д – 9,45 м
- в интервале 60-900 м	УБТ 203x80 Д – 28,35 м
- в интервале 900-1750 м	УБТ 203x80 Д – 47,25 м
- в интервале 1750-3340 м	УБТ 178x80 Д – 66,15 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-900 м	Д-240М.5/6.50
- в интервале 900-1750 м	ДГР-195М.9/10.42
- в интервале 1750-3340 м	ДГР1-172.7/8.56
- при отборе керна	ДГР1-172.7/8.56
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-3340 м	ТБПК 127x9 Д
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-60 м	490 GRDP 545
- в интервале 60-900 м	PDC БИТ 393,7 В 419
- в интервале 900-1750 м	PDC БИТ 295,3 В 419
- в интервале 1750-3340 м	PDC БИТ 215,9 В 913 Н

Среднестатистические сведения о действующих нормах времени на буровом предприятии для механического бурения 1 м породы представлены в таблице 21.

Таблица 21 – 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	60	60	0,037	500
2	60	900	840	0,039	1000
3	900	1750	850	0,064	1000
4	1750	3340	1590	0,085	1000

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле:

$$t_M = T_M^{1M} \cdot H, \quad (15)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,037	2,22
840	0,039	32,76
850	0,064	54,4
1590	0,085	135,15
Итого		224,53

Далее производится расчет нормативного количества долот.

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (16)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
1	2	3
60	500	0,12
840	1000	0,84
850	1000	0,85

Окончание таблицы 23

1	2	3
1590	1000	1,59
Итого на скважину		3,4

Таким образом, по результатам расчетов нормативное время на механическое бурение проектируемой скважины составляет 224,53 часов, механическая скорость 15,08 м/ч.

4.3 Расчет рейсовой скорости

Задача данного подраздела 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 (измеряется м/ч).

Расчет рейсовой скорости производится по формуле:

$$V_p = \frac{H}{t_M + t_{СПО} + t_{ПВО}}, \quad (17)$$

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:

$$N = \frac{H_2 - d}{L}, \quad (18)$$

где H_2 – соответственно 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:

$$T_C = T_C^{1C} \cdot \frac{N_C}{60}, \quad (19)$$

на подъем свечей:

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

где T_C^{1C} и T_H^{1C} – нормативное время соответственно на спуск и подъем одной свечи [45], мин.

3) Расчет нормативного времени на наращивание и разращивание труб:

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по следующей формуле:

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (21)$$

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание, час [45];

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле:

$$N_H = \frac{H - d}{L_T}, \quad (22)$$

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:

$$T_P = T_P^{1C} \cdot N_P, \quad (23)$$

где T_P^{1C} – нормативное время на одно разращивание, час [45];

N_P – количество разращиваний.

Данные для расчета СПО и результаты представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Данные и результаты расчета необходимого времени на СПО

Параметр	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна
1	2	3	4
Количество долблений, п(шт)	1	1	2
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	60	900	1750

Окончание таблицы 24

1	2	3	4
Конечная глубина интервала, H_2 (м)	900	1750	3340
Длина неизменной части инструмента, d (м)	63,55	82,45	104,48
Средняя проходка на долото, H_d (м)	500	1000	1000
Длина свечи, L (м)	25	25	25
Количество спускаемых и поднимаемых свечей $N_c/N_{п}$, шт.	34	67	130
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, $T_c^{1C} / T_{п}^{1C}$ (минуты)	2,5/2,6	2,6/2,7	2,7/2,8
Время спуска свечей, T_c (час)	1,42	2,9	5,85
Время подъёма свечей, $T_{п}$ (час)	1,47	3,02	6,07
Количество наращиваний, N_n	67	134	259
Нормативное время на одно наращивание, T_n^{1T} (час)	0,05	0,05	0,05
Нормативное время на наращивание труб, T_n (час)	3,35	6,7	12,95
Количество разрачиваний, N_p	33,5	66,7	129,42
Нормативное время на одно разрачивание, T_p^{1C} (час)	0,066	0,066	0,066
Нормативное время на разрачивание свечи, T_p (час)	2,21	4,4	8,5
Время спуско-подъемных операций, $T_{СПО}$ (час)	58,84		

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:

$$V_P = \frac{3340}{224,53 + 58,84 + 20} = 11,01 \text{ м/ч.}$$

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

4.4 Расчет коммерческой скорости

Задача данного подраздела заключается в определении коммерческой

скорости для проектируемой скважины.

Коммерческая скорость бурения – технико-экономический показатель, характеризующий темп бурения скважины во времени. Коммерческая скорость бурения, отражающая объем проходки за календарный месяц и выражаемая в метрах на станко-месяц, включает затраты времени на чистое бурение, вспомогательные операции, время борьбы с геологическими осложнениями, авариями, время простоев по организационно-техническим причинам, крепления скважин.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K}, \quad (24)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Отсюда коммерческая скорость будет составлять:

$$V_K = (3340 \cdot 720) / 324,49 = 7411,01 \text{ м/станко-месяц.}$$

Таким образом, подсчитанная коммерческая скорость отражает объем проходки за календарный месяц и составляет 7411,01 м/станко-месяц.

4.5 Сметная стоимость строительства скважины

Цель данного подраздела является определение проектной стоимости 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).

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 25.

Таблица 25 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		часы	сутки
Бурение:			
направление	2,22	5	0,21
кондуктор	32,76	50	2,08
техническая колонна	54,4	72	3
эксплуатационная колонна	135,15	150	6,25
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16	17,44	0,73
техническая колонна	32,4	35,32	1,47
эксплуатационная колонна	48	52	2,17
Итого:	324,49	385,64	16,07

Линейно-календарный график работ представлен в приложении Л.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [45].

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении М.

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

После составления нормативной карты рассчитывается себестоимость одного метра строительства скважины.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

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

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3340
Продолжительность бурения, сут.	9,36

Окончание таблицы 26

Механическая скорость, м/ч	14,88
Рейсовая скорость, м/ч	11,01
Коммерческая скорость, м/станко-месяц	7411,01
Проходка на долото, м	835
Стоимость одного метра	80457

Таким образом, себестоимость одного метра строительства скважины составит 80457 рублей. Показатель вполне приемлемый ввиду большой протяженности скважины по стволу и особенностей геологического разреза.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. Структура ООО «РН-Юганскнефтегаз» представляет собой иерархическую систему, построенную по бизнес-процессам. Таким образом, структура управления предприятием позволяет эффективно осуществлять направленность деятельности организации и ставить рекорды средней коммерческой скорости бурения и суточной проходки.

2. Благодаря выбору современных буровых долот типа PDC, выпускаемых компанией ООО НПО «Буринтех», а также винтовых забойных двигателей компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» и других выбранных элементов КНБК показатель механической скорости при бурении всей проектируемой скважины составит 15,08 м/ч. Общее время механического бурения составит 224,53 часов или 9,35 суток.

3. Общая рейсовая скорость составит примерно 11,01 м/ч. Учитывая геологическую особенность разреза скважины и технические особенности применяемого оборудования, данные временные ресурсы вполне себя оправдывают.

4. Объем проходки за календарный месяц коммерческой скорости является средним показателем и составит 7411,01 м/станко-месяц.

5. В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины была показана экономическая эффективность в денежном и временном эквивалентах. Общее время проводки скважины от начала забуривания до процесса заканчивания составит 568,5 часов или 23,7 дней с учетом всех видов работ. Себестоимость одного метра строительства скважины с учетом плановых накоплений составит 80457 рублей. Общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 268726736 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования данного раздела является проектируемая разведочная вертикальная скважина глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение горной выработки, спуско-подъемные операции, промывка скважины, вскрытие водоносных и нефтеносных пластов, спуск и цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, проведение геофизических исследований в стволе скважины, отбор кернa и освоение скважины.

В рамках работы основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, а также анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к производственному оборудованию, равно как и к его размещению и организации рабочих мест, а также требования безопасности, предъявляемые к организации производственных процессов и направленные на предупреждение производственного травматизма, закрепляются в правилах по технике безопасности.

Основополагающим актом, регулирующим правоотношения в сфере охраны труда, в настоящее время является Трудовой кодекс [46].

Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии федерального закона «Об охране окружающей среды» [47].

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда.

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено

повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ [46].

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса [46].

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

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

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования, а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

5.2 Производственная безопасность

Целью данного подраздела является выявление вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при реализации проекта, а также обоснование мероприятий и технических средств для предотвращения или минимизации воздействия на работающих в процессе трудовой деятельности.

Основные элементы производства, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в приложении Н.

1) Работа на высоте [16]

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых

работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы [16].

Для предотвращения падений рабочего персонала связанных с высотными работами необходимо оснастить их средствами индивидуальной защиты от падения с высоты, такими как страховочные канаты, предохранительные пояса. При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

2) Погрузочно-разгрузочные работы [17]

Погрузочно-разгрузочные работы – комплекс мер, направленных на поднятие разнообразных грузов с целью их погрузки или выгрузки.

Работы по погрузке и разгрузке следует выполнять механизированным способом при помощи подъемно-транспортного оборудования и средств малой механизации. Поднимать и перемещать грузы весом не более 30 кг вручную необходимо при соблюдении норм предосторожности.

Для предотвращения падения груза на персонал при работах, связанных с погрузкой-разгрузкой, не допускается его нахождение в зоне возможного падения. Место отведенной для работ должно быть ограждено специальными знаками и сигнальными лентами. Также персонал должен быть оснащен такими СИЗ, как обувь с металлическим носком, каской, перчатками и сигнальными жилетами.

3) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования [18, 19, 20, 21]

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с

несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и другие).

4) Высокое давление [22, 23]

Основная опасная зона на буровой, связанная с высоким давлением, является линия манифольда (линия высокого давления). Все клапанные элементы, датчики давления и другое оборудование, входящие в состав линии также являются зоной повышенного риска.

Нахождение вблизи манифольда при прокачке промывочных технологических жидкостей запрещено. Места установки перепускных клапанов, датчиков давления должны быть огорожены сигнальной лентой, а также табличками, предупреждающими об опасности. Датчики давления должны быть оборудованы страховочными цепями.

5) Пожаровзрывоопасность [24, 48]

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:

- причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
- открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо во всех электрических цепях устанавливать предохранители, а также следить за изоляцией. Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах. Весь автотранспорт снабжается искрогасителями.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [48]: огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) – 2 шт.; ведро пожарное – 2 шт.; багры – 3 шт.; топоры – 3 шт.

б) Электрический ток [25]

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

7) Превышение уровней вибрации [26]

Источниками вибрации являются вибростолы, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы, компрессорные блоки, основная лебедка.

Для борьбы с вибрацией на объекте необходимо произвести балансировку, установку амортизаторов, увеличить массу основания. При

коллективных средства защиты необходимо предусмотреть амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты необходимо оснастить персонал: специальными виброгасящими ковриками под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувью и виброрукавицами.

8) Повышенный уровень шума на рабочем месте [27, 28]

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибростата компрессорные блоки дизельные установки.

Для уменьшения шума на объекте необходимы как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы, бируши), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение стены обработанные специальной пеной или установлены спец блоки.

9) Недостаточная освещенность рабочей зоны [29]

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

10) Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны [30, 31]

Для контроля загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

5.3 Экологическая безопасность

Возможные источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате строительства проектируемой скважины:

- буровые технологические жидкости;
- склад химических реагентов;

- нефтепродукты;
- токсичные газы, попутные газы при бурении.

Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению представлены в приложении Н.

Для защиты литосферы необходимо:

- использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву;
- сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях;
- после сооружения скважины необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбар, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы;
- необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с

целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайных ситуаций (ЧС), которые могут возникнуть при строительстве проектируемой скважины:

- природные: наводнение, пожары;
- техногенные: ГНВП, пожары.

Наиболее вероятная ЧС – это ГНВП и пожары.

Пожары могут быть как внутренними (в пределах кустовой площадки), так и внешними (за пределами).

К источникам пожаров можно отнести:

- ГНВП с последующим возгоранием;
- разлив нефти, дизельного топлива с последующим возгоранием;
- поджоги.

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 «010» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей;
- пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и другое.

В геологическом разрезе проектируемой скважины присутствуют зоны аномально высокого пластового давления (АВПД).

При непринятии мер по ликвидации поступления пластового флюида в скважину, ГНВП может перейти в стадию открытого фонтанирования. Данный

переход может повлечь за собой возгорание лесов, загрязнение окружающей среды, массовый выброс токсичных веществ. Розливы нефти при попадании в реки и озера нарушат экосистему в целом, произойдет загрязнение питьевых источников.

На каждую скважину с возможностью возникновения газонефтеводопроявлений или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий, содержащий:

- виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации газонефтеводопроявлений;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии;
- списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
- режим работы вентиляции при возникновении газонефтеводопроявлений;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;
- первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков газонефтеводопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении ГНВП:

- первый работник, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады;
- во всех случаях при возникновении ГНВП бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у телефона;
- все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера ТКРС либо ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне огневые работы, курение, и другие действия, в результате которых возможно искрообразование;
- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.п.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противодонной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данной работе были выявлены следующие возможные вредные и опасные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 м на нефтяном месторождении: работа на высоте, погрузочно-разгрузочные работы, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, высокое давление, пожаровзрывоопасность, электрический ток, превышение уровней вибраций, повышенный уровень шума на рабочем месте, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Проведенный анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта, показал необходимость проведения дополнительных природоохранных мероприятий, решений по обеспечению экологической безопасности.

Основное внимание необходимо уделять рецептуре буровых растворов для предотвращения загрязнений водоносных пластов и предотвращения возможного ГНВП, они являются основными факторами, губительно влияющими на окружающую среду.

Были рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации и наиболее вероятные виды для данного проекта – ГНВП и пожары. Разработанные порядки действия в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации их последствий являются основополагающими.

В проекте были приведены особенности трудового законодательства применительно к данному проекту и рабочему персоналу, задействованного на этапах строительства скважины с учетом вредных и опасных факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были приведены результаты расчетов и обоснования по всем основным вопросам. Работа была выполнена исходя из требований по безопасному ведению работ в нефтяной и газовой промышленности, а также, исходя из требований, которые были предъявлены к оформлению документации такого рода.

В геологической части приведена информация об области проведения работ, в которой планируется строительство скважины, данные о геологическом строении разреза и геологических условиях бурения, а также сведения о наличии и объеме нефти.

В технологической части приведены инженерно-технические результаты расчетов по каждому этапу строительства скважины и обоснованы все технологические параметры, произведён выбор бурового оборудования.

В части по решению вопросов финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения описана структура и направление деятельности организации ООО «РН-Юганскнефтегаз», по проблематике которого выполнялась работа. Проанализированы технико-экономические показатели, определена нормативная продолжительность строительства проектируемой скважины и сметная стоимость, с учетом основных видов работ.

В части социальной ответственности были рассмотрены все вредные факторы, воздействующие на человека, а также меры, предотвращающие их возникновение или минимизирующие их влияние. Также перечислены все возможные вредоносные воздействия на окружающую среду и меры по их недопущению.

В специальной части рассмотрена проблема выноса шлама в наклонных и горизонтальных скважинах и основные пути ее решения.

Использование данных, рассчитанных и обоснованных в данной работе, позволит произвести строительство разведочной скважины глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении за минимальное время с минимальными затратами.

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: Методические указания / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2018. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методические указания / А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. – Томск: ТПУ, 2019. – 58 с.
5. Технологические жидкости: Методические указания / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 25 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: Методические указания / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2018. – 15 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методические указания / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2018. – 18 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методические указания / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Выбор технологической оснастки обсадных колонн: Методические указания / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2018. – 7 с.
12. Испытание скважин: Методические указания / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2018. – 4 с.
13. Социальная ответственность: Методические указания / Е.Н. Пашков, И.Л. Мезенцева. – Томск: ТПУ, 2019. – 24 с.
14. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

15. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) : учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. – 5-е изд., перераб. и доп.. – Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. – 703 с.
16. ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 24 с.
17. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2008. – 7 с.
18. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 15 с.
19. ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 7 с.
20. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 6 с.
21. ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2008. – 28 с.
22. РД 24.200.11-90. Сосуды и аппараты, работающие под давлением. Правила и нормы безопасности при проведении гидравлических испытаний на прочность и герметичность. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2000. – 49 с.
23. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Серия 03. Выпуск 24. – М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2008. – 187 с.
24. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2002. – 7 с.
25. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2018. – 20 с.
26. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2002. – 31 с.

27. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 27 с.
28. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2001. – 4 с.
29. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 135 с.
30. ГН 2.2.5.2308-07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2008. – 59 с.
31. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2018. – 170 с.
32. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова – Томск: ТПУ, 2014. – 36 с.
33. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / АО «ВЗРЫВГЕОСЕРВИС»; Электрон. дан. – Нефтекамск, 2019. URL: <http://www.vzgs.ru/catalog/perforatsionnye-sistemy-orion>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения: 18.03.2019 г.
34. Геофизический сервис [Электронный ресурс] / ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика»; Электрон. дан. – Нижневартовск, 2019. URL: <http://nngf.rosgeo.com>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 18.03.2019 г.
35. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент»; Электрон. дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2019. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 20.03.2019 г.
36. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон. дан. – Уфа: Буринтех, 2019. URL: <http://burintekh.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 20.03.2019 г.

37. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО «Бурсофтпроект». – Королев: 2017. – 76 с.
38. Буровые долота [Электронный ресурс] / ОАО «Уралбурмаш», АО «Волгабурмаш», Электрон. дан. – Самара: Волгабурмаш и Уралбурмаш, 2019. URL: <https://vbm.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 20.03.2019 г.
39. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
40. Нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / ООО «Уралнефтемаш», Электрон. дан. – Челябинск: Уралнефтемаш, 2019. URL: <http://www.uralneftemash.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 18.03.2019 г.
41. Савоськин С.В, Шведова И.Н. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы решения // Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – №4.
42. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 3. – с. 10–12.
43. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Оганов А.С., Технико-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – №3.
44. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – №3.
45. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. – Москва, 2000. – Ч 1,2.

46. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). – М: Кремль, 2018.
47. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ. – М: Кремль, 2002.
48. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006.

Приложение А
(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез скважины

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Кoeffициент каверности в интервале			
глубина				название	индекс	угол	
верх	низ					град.	мин.
1	2	3	4	5	6	7	
0	50	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,30	
50	100	Абросимовская свита	N ₁	-	-	1,25	
100	150	Туртасская свита	P ₃₃	-	-	1,25	
150	220	Новомихайловская свита	P ₃₃	-	-	1,25	
220	290	Атлымская свита	P ₃₂	-	-	1,25	
290	470	Тавдинская свита	P ₃₁ – P ₂₃	-	-	1,25	
470	690	Люлинворская свита	P ₂₂ – P ₂₁	-	-	1,25	
690	815	Талицкая свита	P ₁	-	-	1,25	
815	870	Ганькинская свита	K ₂	-	30	1,25	
870	1080	Березовская свита	K ₂	-	30	1,15	
1080	1115	Кузнецовская свита	K ₂	-	30	1,15	
1115	1350	Уватская свита (кровля – отраж. горизонт Г)	K ₂	-	40	1,15	
1350	1650	Ханты-мансийская свита	K ₁	-	40	1,15	
1650	1940	Викуловская свита (кровля – отраж. горизонт М')	K ₁	-	50	1,15	
1940	2005	Алымская свита (кровля – отраж. горизонт М)	K ₁	-	50	1,15	
2005	2220	Черкашинская свита	K ₁	1	00	1,15	
2220	2915	Ахская свита	K ₁	1	00	1,15	
2915	2940	Баженовская свита (кровля – отраж. горизонт Б)	J ₃	1	20	1,15	
2940	2965	Абалакская свита	J ₃	1	20	1,15	
2965	3275	Тюменская свита	J ₂ – J ₁	1	40	1,15	
3275	3290	Кора выветривания + палеозой (кровля – отраж. горизонт А)	K.B. – Pz	2	00	1,15	

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	50	Аллювиальные, озерно-аллювиальные осадки, представленные серыми суглинками, глинами, жёлто-серыми песками, линзами галечников, торфяниками.
N ₁	50	100	Неравномерное чередование и переслаивание коричневато-серых глин, алевролитов и песков с прослоями и пластами бурых углей.
P ₃₃	100	150	Зеленовато-серые и серые глины с тонкими прослоями алевролитов, иногда с линзами тонкозернистого песка, с включением растительных остатков.
P ₃₃	150	220	Неравномерное переслаивание глин, алевролитов с прослоями бурых углей и песков.
P ₃₂	220	290	Светло-серые кварц-полевошпатовые пески с маломощными прослоями и линзами глин.
P ₃₁ – P ₂₃	290	470	Светло- и тёмно-зелёные, тонкослоистые, вязкие, жирные на ощупь глины с включениями маломощных линз и прослоев алевролитов.
P ₂₂ – P ₂₁	470	690	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные, с прослоями серых слюдястых алевролитов и разномерных кварцево-глауконитовых песков и слабых песчаников.
P ₁	690	815	Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевролитистые с прослойками алевролитов и песков мелкозернистых.
K ₂	815	870	Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевролитистые, в верхней части – мергели серые, зеленовато-серые. Толща содержит тонкие прослойки алевролитов и песков, а также остатки пелеципод, аммонитов, гастропод.
K ₂	870	1080	Глины серые опоковидные, зеленовато-серые, комковатые с пиритизированными обрывками водорослей с редкими прослойками песчаников и алевролитов, переходящие в опоки с полураковистым изломом, с подчиненными прослоями глинистых алевролитов и слабосцементированных песчаников.
K ₂	1080	1115	Тёмно-серые, однородные тонкоотмученные глины, в верхней части алевролитистые глины.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K ₂	1115	1350	Неравномерное переслаивание песчаников, песков, алевролитов и глин. К кровле свиты приурочен опорный отражающий горизонт «Г».
K ₁	1350	1650	Состоит из двух подсвит – нижней, глинистой, и верхней, сложенной глинами с прослоями алевролитов и песчаников.
K ₁	1650	1940	Сложена песчано-алевритовой толщей с маломощными глинистыми прослоями. Доля глинистых прослоев возрастает к подошвенной части, где они становятся доминирующими породами.
K ₁	1940	2005	Свита преимущественно глинистая, как правило, состоящая из двух пачек. В нижнем интервале наблюдаются глины с подчиненными линзами и пропластками глинистых известняков, алевролитов и песчаников (индексируются как АС ₁₋₃). Верхняя подсвита, представлена однородными тонкодисперсными глинами кошайской пачки, с которой отождествляется опорный отражающий сейсмический горизонт «М».
K ₁	2005	2220	Сложное незакономерное переслаивание и чередование серых и зелено-серых песчаников, алевролитов и комковатых глин. Черкашинская свита подразделяется на две подсвиты. В кровле нижней подсвиты, выделяется субрегиональный реперный горизонт – быстринская глинистая пачка. В интервале свиты выделяются пласты АС ₄ – АС ₁₂ .
K ₁	2220	2915	Верхняя часть представлена изолированными глинистыми пачками, основной маркирующей из которых является пимская, венчающая разрез свиты. В разрезе этой толщи проиндексированы песчано-алевролитовые пласты БС ₁ – БС ₆ , которые слабо выдержаны по разрезу и по площади, в связи с их формированием на значительном удалении от источников седиментационного питания, в пределах относительно погруженного шельфа. Нижняя часть свиты представлена преимущественно глубоководными глинистыми отложениями, в кровле которых в восточной части участка выделяется сармановская пачка, являющаяся региональным стратиграфическим репером. В разрезе этой толщи проиндексированы песчано-алевролитовые пласты БС ₇ – БС ₈ .

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4
			В подошвенной части этой толщи развиты линзовидные песчано-алевролитовые пласты ачимовской толщи.
J ₃	2915	2940	Битуминозные аргиллиты.
J ₃	2940	2965	Аргиллиты, тонкоотмученные, однородные и с редкими, тонкими прослоями песчано-алевритового материала.
J ₂ – J ₁	2965	3275	Неравномерное частое переслаивание аргиллитоподобных глин, алевролитов и песчаников.
KB – Pz	3275	3290	Эффузивные и интрузивные породы, среднего или основного состава, серого цвета, очень крепкие, перемежающиеся с туфами и конгломератами, иногда с известняками и туфо-песчаниками.

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	Пески Супеси Суглинки	1900 2100 2000	35 25 10	0,6 0,2 -	7 30 60	1-2 - -	-	1,1 – 4,5	I – II	М
N ₁	50	100	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	- 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P ₃₃	100	150	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	- 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P ₃₃	150	220	Глины Пески	2100 1900	5 35	0,001 0,6	90 7	1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P ₃₂	220	290	Пески Глины	1900 2100	40 5	0,6 0,001	7 95	1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P ₃₁ – P ₂₃	290	470	Глины Алевриты	2200 1800	5 10	0,001 0,05	95 13	1-2 1-2	-	1,6 – 4,3	II - IV	М, МС
P ₂₂ – P ₂₁	470	690	Глины	2200	5	0,001	95	1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P ₁	690	815	Глины Опоки Песчаники Алевриты	2200 1500 2100 1800	5 4 31 10	0,001 0,001 0,6 0,05	90 50 7 13	1-2 - 1-2 1-2	-	1,1 – 6	I – VII	МС

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
P ₁	690	815	Глины Опоки Песчаники Алевролиты	2200 1500 2100 1800	5 4 31 10	0,001 0,001 0,6 0,05	90 50 7 13	1-2 - 1-2 1-2	-	1,1 – 6	I – VII	МС
K ₂	815	870	Глины Алевролиты Мергели	2200 1800 2000	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 7	1-2 1-2 10	-	1,1 – 4,5	II – VI	МС
K ₂	870	1080	Глины Опоки	2200 1500	5 4	0,001 0,001	95 50	1-2 -	-	1,1 – 6	II	МС
K ₂	1080	1115	Глины Песчаники Алевролиты	2200 1900 1800	5 25 10	0,001 0,25 0,05	90 5-10 13	1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	МС
K ₂	1115	1350	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	МС
K ₁	1350	1650	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	МС
K ₁	1650	1940	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	МС
K ₁	1940	2005	Глины Алевролиты Известняки	2200 1900 2200	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 5-7	1-2 1-2 10	-	1,1 – 4,5	II – VI	МС

Окончание таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К ₁	2005	2220	Глины	2200	5	0,001	90	1-2	-	1,8 – 4,2	II – VIII	С
			Песчаники	1900	25	0,25	5-10	1-2				
			Алевролиты	1900	10	0,05	13	3-5				
			Аргиллиты	2300	10	0,002	80	1-3				
К ₁	2220	2915	Песчаники	1900	22	0,23	5-10	1-2	-	1,8 – 4,2	III – VIII	С
			Аргиллиты	2300	8	0,002	80	1-3				
			Алевролиты	1900	10	0,05	13	3-5				
			Глины	2200	3	0,001	90	1-2				
J ₃	2915	2940	Аргиллиты	2300	8	0,002	100	1-3	-	1,8 – 4,2	I – III	С
J ₃	2940	2965	Аргиллиты	2300	8	0,001	100	1-3	-	1,1 – 4,5	III – VIII	С
			Песчаники	2200	20-25	0,05-0,2	5-7	1-2				
			Алевролиты	2200	10-15	0,03	13	3-5				
J ₂ – J ₁	2965	3275	Глины	2300	5	0,001	90	1-2	-	1,1 – 4,5	III – VIII	С
			Песчаники	2200	20-25	0,05-0,2	5	1-2				
			Алевролиты	2300	10-15	0,03	13	3-5				
К.В. - Pz	3275	3290	Базальты Туфы	2500	13	0,04	5-7	10	-	1,0 – 1,9	V – VI	T

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

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	150	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	3
150	220	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	7
220	290	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	11
290	470	0,0100	0,0175	0,0100	0,0220	15
470	690	0,0100	0,0175	0,0100	0,0226	17
690	815	0,0100	0,0176	0,0100	0,0226	19
815	870	0,0100	0,0176	0,0100	0,0228	23
870	1080	0,0100	0,0178	0,0100	0,0228	26
1080	1115	0,0100	0,0178	0,0100	0,0230	29
1115	1350	0,0100	0,0178	0,0100	0,0232	41
1350	1650	0,0100	0,0178	0,0100	0,0232	50
1650	1940	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	57
1940	2005	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	61
2005	2220	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	69
2220	2915	0,0125	0,0183	0,0105	0,0237	85
2915	2940	0,0125	0,0183	0,0133	0,0238	87
2940	2965	0,0125	0,0183	0,0125	0,0239	89
2965	3275	0,0125	0,0183	0,0125	0,0241	98
3275	3290	0,0125	0,0183	0,0125	0,0244	100

Приложение Б
(Обязательное)

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица Б.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, т/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
БС ₇₀	2506	2525	Поровый	762	до 50	98	–
БС ₇₂	2734	2756	Поровый	762	до 50	98	–
Ач ₂	2810	2830	Поровый	780	до 50	98	–
ЮС ₀	2915	2940	Поровый	749	до 50	78	–
ЮС ₂₋₃	2965	3030	Поровый	749	до 50	78	–
ЮС ₄₋₅	3030	3116	Поровый	742	до 50	75	–
ЮС ₆	3116	3275	Поровый	742	до 50	75	–
Pz	3275	3300	Порово-трещинный	742	до 130	75	–
Водоносность							
Четвертичный водоносный комплекс	0	40	Поровый	1000	до 150	–	Да. Минерализ. – 0,04-0,5 г/л. Хлоридно-натриевый.

Окончание таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Атлым-новомихайловский водоносный комплекс	150	280	Поровый	1000	до 380	–	Да. Минерализ. – 0,13-0,64 г/л. Хлоридно-натриевый.
Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс	1070	1870	Поровый	1010	до 3500	–	Нет. Минерализ. – 12,6-16,1 г/л. Хлоридно-натриевый.
Неокомский водоносный комплекс	2180	2350	Поровый	1010	до 200	–	Нет. Минерализ. – 12,5-18,8 г/л. Гидрокарбонатно-натриевый.
Неокомский водоносный комплекс	2570	2700	Поровый	1010	до 300	–	Нет. Минерализ. – 12,5-18,8 г/л. Гидрокарбонатно-натриевый.
Юрский водоносный комплекс	3300	3330	Поровый	1010	до 50	–	Нет. Минерализ. – 16,5-26,0 г/л. Хлоридно-кальциевый, гидрокарбонатно-натриевый

Приложение В
(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнения
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	50	Обвалы и оползни стенок скважины, разрушение устья	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои.
		Поглощение бурового раствора	Превышение скорости спуска инструмента.
50	850	Осыпи и обвалы стенок скважины	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои.
		Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины, посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование	Неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, длительное оставление бурильного инструмента без движения, отклонение параметров бурового раствора от проектных.
		Поглощение бурового раствора	Превышение скорости спуска инструмента.
		Водопроявления	Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины.
850	2915	Обвалы стенок скважины, кавернообразование	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои.
		Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины сальникообразования	Неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, длительное оставление бурильного инструмента без движения, отклонение параметров бурового раствора от проектных.
		Поглощение бурового раствора	Превышение скорости спуска инструмента.

Окончание таблицы В.1

1	2	3	4
		Газонефтеводопроявления ($R_{пл} > R_{гидрост}$ на 5 %)	Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины.
2915	3290	Газонефтеводопроявления ($R_{пл} > R_{гидрост}$ на 25-33 %) Разжижение раствора. Поглощение бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений, бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz).	Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины. Превышение скорости спуска инструмента. Отсутствие в растворе кольматирующих добавок.

Приложение Г (Обязательное)

Совмещенный график давлений

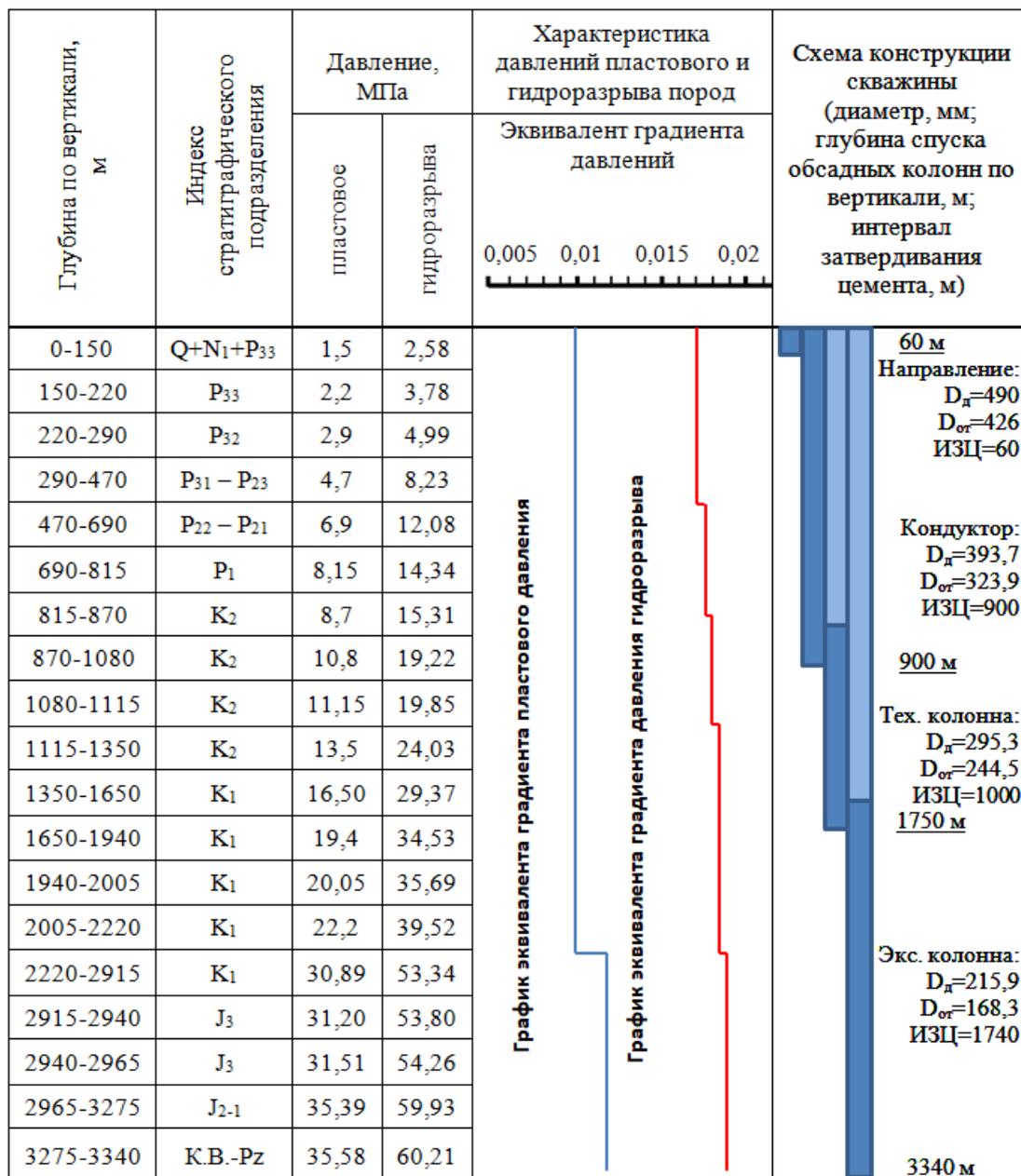


Рисунок Г – Совмещенный график давлений

Приложение Д
(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–60	60–900	900–1750	1750–3340
Шифр долота		490 GRDP 545	БИТ 393,7 В 419	БИТ 295,3 В 419	БИТ 215,9 В 913 Н
Тип долота		RC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М, МС	МС	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,52	0,3	0,3	0,3
Масса, кг		290	80	60	40

Приложение Е
(Обязательное)

Расход бурового раствора

Таблица Е.1 – Исходные данные и результаты расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	60–900	900–1750	1750–3340
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,4	0,3
K_k	1,25	1,15	1,15
$S_{заб}$, м ²	0,1217	0,0685	0,0366
S_{max} , м ²	0,1394	0,0661	0,0294
D_c , м	0,4402	0,3167	0,2315
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,1
V_m , м/с	0,0083	0,0083	0,0042
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,24	0,195	0,172
$d_{н max}$, м	0,0095	0,008	0,009
n	6	6	6
$V_{кп мин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кп max}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,15	1,11	1,28
$\rho_{п}$, г/см ³	2,2	2,2	2,5
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	67	27	11
Q_2 , л/с	74	40	12
Q_3 , л/с	139	64	28
Q_4 , л/с	70	33	15
Q_5 , л/с	34	28	32
Q_6 , л/с	34–139	27–64	11–32

Таблица Е.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	60–900	900–1750	1750–3340
Исходные данные			
Q_1 , л/с	67	27	11
Q_2 , л/с	74	40	12
Q_3 , л/с	139	64	28
Q_4 , л/с	70	33	15
Q_5 , л/с	34	28	32
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	30–50	25–38	19–38
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	46	36,2	32

Приложение Ж
(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Ж.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	Долото 490 GRDP 545	0,52	490	-	-	-	290
2	Переводник МЗ-171/177	0,92	205	100	3-177	Муфта	76,9
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 229х90 Д	9,45	229	90	3-171	Ниппель	2579,85
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х80 Д	9,45	203	80	3-171	Ниппель	1823,85
					3-171	Муфта	
5	Переводник ПЗ-147/171	0,36	203	100	3-171	Ниппель	62,8
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80 Д	9,45	178	80	3-147	Ниппель	1474,2
					3-147	Муфта	
7	Переводник ПЗ-133/147	0,42	178	100	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ПК 127х9 Д	24	127	95,3	3-133	Ниппель	772,8
					3-133	Муфта	
9	Рабочий переводник ПЗ-147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
10	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
11	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							9018,5

Таблица Ж.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–900 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–900 м)							
1	Долото БИТ 393,7 В 419	0,3	393,7	-	- 3-177	- Ниппель	80
2	Наддолотный калибратор 8КС 393,7 МС	1,27	393,7	90	3-177	Муфта	76,9
					3-177	Ниппель	
3	Переводник ПЗ-177/152	0,51	203	89	3-177	Муфта	74,3
					3-152	Ниппель	
4	ВЗД Д-240М.5/6.50	8,55	240/270	-	3-152	Муфта	1816
					3-177	Муфта	
5	Переводник ПЗ-171/177	0,53	229	101	3-177	Ниппель	99
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-203	0,77	203	40	3-171	Ниппель	115
					3-171	Муфта	
7	УБТ УБТ 203х80 Д	28,35	203	80	3-171	Ниппель	5471,55
					3-171	Муфта	
8	Переводник ПЗ-133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	61,1
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ПК 127х9 Д	240	127	95,3	3-133	Ниппель	7728
					3-133	Муфта	
10	Ясс ЯГ4-170	5,76	170	70	3-133	Ниппель	600
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127х9 Д	596,45	127	95,3	3-133	Ниппель	19205,69
					3-133	Муфта	
12	Рабочий переводник ПЗ-147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
14	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							37219,54

Таблица Ж.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (900–1750 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (900–1750 м)							
1	Долото БИТ 295,3 В 419	0,3	295,3	-	-	-	60
					3-152	Ниппель	
2	Наддолотный калибратор 8КС 295,3 КС	0,85	295,3	90	3-152	Муфта	350
					3-152	Ниппель	
3	Переводник ПЗ-147/117	0,53	178	58	3-152	Муфта	47,7
					3-117	Ниппель	
4	ВЗД ДГР-195М.9/10.42	7,29	195	-	3-117	Муфта	1337
					3-147	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-172	0,92	178	40	3-147	Ниппель	98
					3-147	Муфта	
6	Переливной клапан КП-172	0,55	172	50	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
7	Переводник ПЗ-171/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	61
					3-171	Муфта	
8	Калибратор КЛС 295,3 СТ	0,96	295,3	70	3-171	Ниппель	265
					3-171	Муфта	
9	УБТ УБТ 203x80 Д	47,25	203	80	3-171	Ниппель	9119,3
					3-171	Муфта	
10	Переводник ПЗ-133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	61,1
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127x9 Д	800	127	95,3	3-133	Ниппель	25760
					3-133	Муфта	
12	Яс ЯГ4-170	5,76	170	70	3-133	Ниппель	600
					3-133	Муфта	
13	Бурильная труба ПК 127x9 Д	884,01	127	95,3	3-133	Ниппель	28465,1
					3-133	Муфта	
14	Рабочий переводник ПЗ-147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
15	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
16	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							68169,2

Таблица Ж.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1750–3340 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (1750–3340 м)							
1	Долото БИТ 215,9 В 913 Н	0,3	215,9	-	-	-	40
2	Наддолотный калибратор 2-КСА 215,9 СТК	0,63	215,9	80	3-117	Муфта	79
					3-117	Ниппель	
4	ВЗД ДГР1-172.7/8.56	8,74	172/178	-	3-117	Муфта	1162
					3-147	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-172	0,92	178	40	3-147	Ниппель	98
					3-147	Муфта	
6	Переливной клапан КП-172	0,55	172	50	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
7	Переводник ПЗ-133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛС 212,7 СТ-1	0,9	212,7	70	3-133	Ниппель	140
					3-133	Муфта	
9	Переводник ПЗ-147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
10	УБТ УБТ 178x80 Д	28,35	178	80	3-147	Ниппель	4422,6
					3-147	Муфта	
11	Переводник ПЗ-133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
12	Калибратор КЛС 215,9 СТ-1	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	170
					3-133	Муфта	
13	Переводник ПЗ-147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
14	УБТ УБТ 178x80 Д	37,8	178	80	3-147	Ниппель	5896,8
					3-147	Муфта	
15	Переводник ПЗ-133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ПК 127x9 Д	1000	127	95,3	3-133	Ниппель	32200
					3-133	Муфта	
17	Ясс ЯГ4-170	5,76	170	70	3-133	Ниппель	600
					3-133	Муфта	
18	Бурильная труба ПК 127x9 Д	2235,52	127	95,3	3-133	Ниппель	71983,74
					3-133	Муфта	

Окончание таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8
19	Рабочий переводник ПЗ-147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
20	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
21	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							118963,4

Таблица Ж.5 – КНБК для отбора керна (3270–3305 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну с отбором керна (3270–3305 м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 913 О.02	0,3	215,9	100	-	-	40
					МК 165х6х 1:16 Сп	Муфта	
2	Керноотборный снаряд СКИ (СК) 178/100	17,1	178/206/212	107	МК-165х6х 1:16 Сп	Ниппель	2878
					3-133	Муфта	
3	Переводник НЗ-147/133	0,55	178	101	3-133	Ниппель	51
					3-147	Ниппель	
4	ВЗД ДГР1-172.7/8.56	8,74	172/178	-	3-147	Муфта	1162
					3-147	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-172	0,92	178	40	3-147	Ниппель	98
					3-147	Муфта	
6	Переливной клапан КП-172	0,55	172	50	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
7	Переводник ПЗ-133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛС 212,7 СТ-1	0,9	212,7	70	3-133	Ниппель	140
					3-133	Муфта	
9	Переводник ПЗ-147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
10	УБТ УБТ 178х80 Д	28,35	178	80	3-147	Ниппель	4422,6
					3-147	Муфта	

Окончание таблицы Ж.5

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Переводник ПЗ-133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
12	Калибратор КЛС 215,9 СТ-1	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	170
					3-133	Муфта	
13	Переводник ПЗ-147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
14	УБТ УБТ 178x80 Д	37,8	178	80	3-147	Ниппель	5896,8
					3-147	Муфта	
15	Переводник ПЗ-133/147	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ПК 127x9 Д	1000	127	95,3	3-133	Ниппель	32200
					3-133	Муфта	
17	Ясс ЯГ4-170	5,76	170	170	3-133	Ниппель	600
					3-133	Муфта	
18	Бурильная труба ПК 127x9 Д	2153,19	127	95,3	3-133	Ниппель	69332,72
					3-133	Муфта	
19	Рабочий переводник ПЗ-147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
20	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
21	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1808
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							119162,4

Приложение 3 (Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица 3.1 – 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	60	1,22	50-75	-	-	-	-	-	< 2,0
Полимерглинистый	60	900	1,15	50-80	15-35	15-45	20-30/25-40	≤10	9-9,5	< 1,5
Полимерглинистый	900	1750	1,11	40-50	20-30	10-40	20/35	≤ 6	9-10	< 1,5
Полимерглинистый	1750	2406	1,28	40-50	20-30	10-40	20/35	≤ 6	9-10	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2406	3340	1,28	40-50	15-20	60-100	30-40/40-70	< 6	8-10	< 1,0

Таблица 3.2 – Описание компонентного состава бентонитового бурового раствора под направление 0–60 м

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование кислотности среды	0,4
Кальцинированная сода, SODA ASH	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca ⁺⁺	0,5
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности	255
Глинопорошок ПБМВ, BENTONITE PBMV	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	90

Таблица 3.3 – Описание компонентного состава полимер-глинистого бурового раствора под кондуктор 60–900 м

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода, SODA ASH	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca ⁺⁺	0,5
Глинопорошок ПБМВ, BENTONITE PBMB	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	84
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	117
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	3
DRILLING DETERGENT	ПАВ	Противосальниковая добавка	1
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Таблица 3.4 – Описание компонентного состава полимер-глинистого бурового раствора под техническую колонну 900–1750 м и эксплуатационную колонну 1750–2406 м

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3	4
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода, SODA ASH	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca ⁺⁺	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	115
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	1
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5

Окончание таблицы 3.4

1	2	3	4
DRILLING DETERGENT	ПАВ	Противосальниковая добавка	0,8
GEM GPE	Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2

Таблица 3.5 – Описание компонентного состава KCL/полимерного (биополимерного) бурового раствора под техническую колонну 2406–3340 м

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода SODA ASH	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca ⁺⁺	0,5
BARAZAN	Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1,2
KCL	Ингибитор	Подавление гидратации и набухания глинистых пород	60
DEXTRID LT	Модифициро-ванный крахмал	Регулятор фильтрации	16
GEM GPE	Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	5
BDF-612	Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	20
Карбонат кальция 5 мкр	Кольматант	Регулирование плотности, кольматация каналов	75
Карбонат кальция 50 мкр	Кольматант	Регулирование плотности, кольматация каналов	75
MICROBIOSIDE	Биоцид	Защита от микробиологической деструкции	0,5
BDF-611	Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,5

Таблица 3.6 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3340 м

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	60	60	490	-	1,3	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,95
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 9,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 35,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 46,35
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 21,24
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
60	900	840	393,7	406	1,25	135,52
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 10,33
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 87,51
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 277,04
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 379,08
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 21,24
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 352,45
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 166,22
Техническая колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
900	1750	850	295,3	306,9	1,15	133,45
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 7,22
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 46,92
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 272,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 331,29
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 166,22
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 163,59

Окончание таблицы 3.6

Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м	от					
1750	2406	656	215,9	228,7	1,15	99,45
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 4,07
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 17,62
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,28
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 204,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 229,87
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перевз} = 122,94
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} = 106,93
Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м	от					
2406	3340	1220	215,9	228,7	1,15	138,76
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 9,87
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 42,71
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 7,95
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₅ = 283,52
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 344,05

Таблица 3.7 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	17,64	1	192,66	8	117,5	5	295,85	12	623,5	26
Кальцинированная сода	25 (мешок)			192,66	8	117,5	5	87,71	4	397,87	17
Глинопопрошок	1000 (мешок)	3969	4	32366,9	33	11706,5	12	8770,5	9	56812,9	58
Барит	1000 (мешок)	11245,5	12	45082,4	46	26924,95	27	20172,2	21	103425,1	152
Полиакриламид	25 (мешок)			192,66	8	234,13	10	175,41	8	602,2	26
ПАЦ НВ	25 (мешок)			1155,96	47	1170,65	47	877,05	36	3203,66	130
DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			385,32	2	188	1	140,33	1	677,65	4
Ингибитор	25 (мешок)			385,32	2	234,13	10	175,41	8	794,86	20
BARAZAN	25 (мешок)							499,54	20	499,54	20
KCL	1000 (мешок)							24976,8	25	24976,8	25
DEXTRID LT	25 (мешок)							6660,48	267	6660,48	267
GEM GPE	230 (бочка)							2081,4	9	2081,4	9
BDF-612	208 (бочка)							8325,6	40	8325,6	40
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							31221	32	31221	32
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)							31221	32	31221	32
MICROBIOSIDE	20 (канистра)							208,14	9	208,14	9
BDF-611	220 (бочка)							208,14	9	208,14	9

Таблица 3.8 – Методы контроля параметров буровых растворов

Параметр	Ед. изм.	Приборы и оборудование	Назначение параметра
Плотность бурового раствора ρ	г/см ³	Рычажные весы	Контроль репрессии на пласт
Условная вязкость T	сек/кварта	Воронка Марша	Условный показатель реологии
Показатель фильтрации Φ_{30}	мл/30 мин	Фильтрпресс	Способность раствора отфильтровываться в пласты
Статическое напряжение сдвига $\theta_{10/10}$	дПа	Вискозиметр	Способность раствора приобретать структурные свойства в статике
Кажущаяся вязкость θ_{600}	сПз	Вискозиметр	Текучесть бурового раствора
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	сПз	Вискозиметр	Определяет наличие в БР твердой фазы, ее форму и размер
Динамическое напряжение сдвига τ_0	дПа	Вискозиметр	Выносные способности бурового раствора
Содержание песка в буровом растворе П	%	Прибор для замера содержания песка	Абразивные свойства бурового раствора
Показатель химической активности рН	-	Индикаторные полоски, рН-метр	Уровень активности используемых химреагентов

Приложение И
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица И.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,35	0,038	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	10	136,4	3,32
Под кондуктор									
60	900	БУРЕНИЕ	0,59	0,043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9,5	108,2	2,85
Под техническую колонну									
900	1750	БУРЕНИЕ	0,64	0,062	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7x4;8x2	119,2	5,06
Под эксплуатационную колонну									
1750	3340	БУРЕНИЕ	1,087	0,087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83,8	4,14
Отбор керна									
3270	3305	ОТБОР КЕРНА	0,696	0,056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	88,7	2,96

Таблица И.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	180	244	1	125	46	46
60	900	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	180	244	1	125	46	46
900	1750	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	180	244	1	115	36,2	36,2
1750	3340	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	150	352	1	125	32	32
3275	3300	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	100	150	352	1	80	20,48	20,48

Таблица И.3 – 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	60	БУРЕНИЕ	169,5	155	0	4,4	0,1	10,0
60	900	БУРЕНИЕ	242,2	79,6	43,7	38,5	1,5	10,0
900	1750	БУРЕНИЕ	205,6	93,3	39,2	58,4	4,7	10,0
1750	3340	БУРЕНИЕ	211,5	54	50,9	67,8	28,8	10,0
3275	3300	ОТБОР КЕРНА	172,4	60,4	45,2	34,3	27,1	5,5

Приложение К (Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

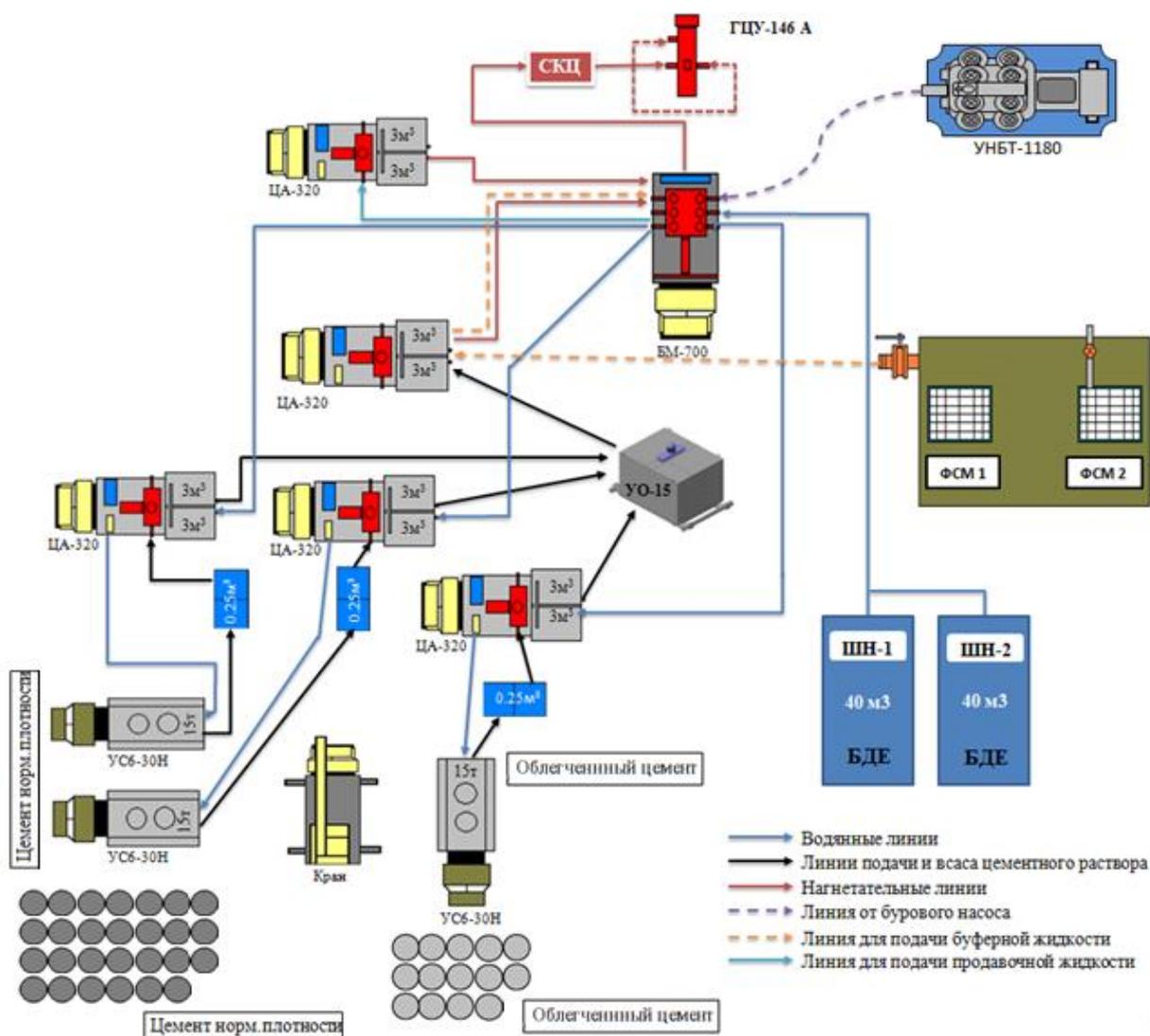


Рисунок К – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение Л
(Обязательное)

Линейно-календарный график работ

Таблица Л.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 М
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица М.1 – Общая сметная стоимость строительства скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.	
		ед. изм.	количество			
	Буровые работы (средний показатель)	скважина	1	167835000	167835000	
	Основные расходы					
	А. Собственно геологоразведочные работы:					
1	1. Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3356700	
	2. Буровые растворы	м	2663	45500	121166500	
	3. Работы по креплению	ч	223,2	32450	7242840	
	4. Испытание и вызов притока	сутки	11,3	33450	377985	
	5. Геофизические работы (комплекс)			1950800	1950800	
	Итого полевых работ: Σ1					134094825
	1. Организация полевых работ % 1,2 от Σ 1					1609137
	2. Ликвидация полевых работ % 1,5 от Σ 1					2011422
	Итого расходов А: Σ 2					137715384

Окончание таблицы М.1

Б. Сопутствующие работы и затраты					
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	27543076
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	17902999
Итого расходов Б: Σ 3					45446075
Итого основных расходов А+Б					183161460
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	25642604
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	31320609
Итого по расчету:					240124674
Компенсируемые затраты					
4	1. Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1072758
	2. Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4131461
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11017230
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	6885769
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	5494843
ИТОГО себестоимость проекта					268726736
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					317097548

Таблица М.2 – Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долога	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	490 GRDP 545	500	0,12	0-60	60	0,037	2,22	2,5	4,72
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419	1000	0,84	60-900	840	0,039	32,76	4,77	37,53
Бурение по техническую колонну	БИТ 295,3 В 419	1000	0,85	900-1750	850	0,064	54,4	16,3	70,7
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 913 Н	1000	1,59	1750-3340	1590	0,085	135,15	18,8	153,95
Всего			3,4		3340		224,53		266,9
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора	-	-	-	-	-	-	-	-	16
- техническая колонна									32,4
- эксплуатационная									48

Продолжение таблицы М.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов:									
- направление			5						0,083
- кондуктор			25						0,42
- техническая колонна			42						0,7
- эксплуатационная колонна			59						0,98
ОЗЦ:									
- направление			-						4
- кондуктора			-						10
- техническая колонна			-						18
- эксплуатационная колонна			-						22
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
- направление			-	50-60	10				1,84
- кондуктор			-	890-900	10				2,12
- техническая колонна			-	1740-1750	10				2,73
- эксплуатационная колонна			-	-					
Промывка скважины (1 цикл)									
- направление									0,01
- кондуктор									1
- техническая колонна									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	-	-	-	-	-	-	-	-	235,32
Ремонтные работы (6,6 %)	-	-	-	-	-	-	-	-	15,531
Общее время на скважину	-	-	-	-	-	-	-	-	568,5

Приложение Н (Обязательное)

Возможные опасные и вредные факторы при проектировании

Таблица Н.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Работа на высоте	+	+	+	- ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ
2. Погрузочно-разгрузочные работы	+	+	+	- ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	- ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ - ГОСТ 21752-76 - ГОСТ 21753-76 - ГОСТ Р ИСО 14738-2007
4. Высокое давление	+		+	- РД 24.200.11-90 - ПБ 03-576-03
5. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	- Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ - ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ
6. Электрический ток	+	+	+	- ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ
7. Превышение уровней вибрации	+		+	- ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ
8. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	+	- ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ - ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
9. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	- СП 52.13330.2016
10. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	- ГН 2.2.5.2308 – 07 - ГН 2.2.5.3532–18

Таблица Н.2 – Вредные воздействия и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы (литосфера)	Разрушение плодородного слоя почвы на месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки.
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами	Сооружение специальных сливных поддонов, амбара, уничтожение отработавших химических реагентов.

Окончание таблицы Н.2

1	2	3
Вода и водные ресурсы (гидросфера)	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах, защищённых от попадания атмосферных осадков.
	Попадание бурового раствора в водоносные пласты	На начальном этапе - подбор рецептуры БР на водной основе и неагрессивными реагентами. Далее разобщение водоносных пластов от контактов с буровым раствором.
Недра (литосфера)	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах.
Воздушная среда (атмосфера)	Выбросы токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров для очистки от токсичных примесей. Переработка попутных газов.