

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 2200 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2200):622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Баушев Вячеслав Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черемискина Мария Сергеевна	Доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Б	Баушев Вячеслав Александрович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2200 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком 76,5 м ³ /сут
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> - Обоснование конструкции скважины (обоснование конструкции эксплуатационного забоя, 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 долото по

	<p>интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной 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, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин).</p> <p>- Выбор буровой установки.</p> <p>- Бурение скважин на депрессии (специальное оборудование).</p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Доцент Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Баушев Вячеслав Александрович		

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

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	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Баушев Вячеслав Александрович

Институт	ИШПР	Кафедра	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров на нефтяном месторождении. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров на нефтяном месторождении.	Вредные факторы 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. Опасные факторы 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	Бурение скважины сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Баушев Вячеслав Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Баушев Вячеслав Александрович

Школа	ИШПР	Отделение школы	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 расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Баушев Вячеслав Александрович		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страницы, 16 рисунков, 22 таблиц, 47 литературный источник, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, цементирование, скважина, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы — проектирование и строительства разведочной скважины глубиной 2200 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на глубиной 2200 м.

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос о возможности применения яссов.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel.

СОКРАЩЕНИЯ

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМПШФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	15
1.2 Горно-геологические условия бурения.....	15
1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)	15
1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины.	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	17
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	21
2.3 Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Выбор типа калибратора.....	24
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	28
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	29
2.3.9 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	30
2.4 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	30

2.4.1	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	33
2.5	Проектирование процессов заканчивания скважин.....	33
2.5.1	Расчет обсадных колонн	33
2.5.2	Расчет наружных избыточных давлений	34
2.5.3	Расчет внутренних избыточных давлений	35
2.5.4	Конструирование обсадной колонны по длине.....	36
2.6	Расчет процессов цементирования скважины.....	36
2.6.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	36
2.6.2	Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	37
2.6.3	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	37
2.6.4	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	37
2.6.5	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	39
2.7	Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	39
2.8	Выбор буровой установки.....	41
3	СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	43
3.1	Яссы.....	43
3.2	Виды яссов.....	46
3.3	Эффективность применения бурильных яссов	49
3.4	Компоновка ясса	50
3.5	Инструменты для ускорения работы яссом.....	51
3.6	Основные причины не срабатывания ясса	52
	Основные выводы.....	53
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	54
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	54
4.1.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	55

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	56
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	56
4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение	56
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	56
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	58
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	58
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	58
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	59
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	59
4.3 Расчет технико-экономических показателей	60
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1 Производственная безопасность	62
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров на нефтяном месторождении	62
5.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	64
5.2 Экологическая безопасность	67
5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы	67
5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	67
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	68
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	74
Приложение А	79
Приложение Б	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение В	87
Приложение Г	89

Приложение Д.....	94
Приложение Е.....	98
Приложение И.....	100
Приложение Й.....	103

ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин на месторождении имеет ряд особенностей, обусловленных горно-геологическими характеристиками разреза. Данные особенности при строительстве скважин предъявляют повышенные требования к качеству промышленной жидкости, технологических операций и общей организации работ в целом.

В вопросе решения задач по развитию топливно-энергетического комплекса в нашей стране ведущее место отведено газовой и нефтяной промышленности, поскольку нефть и газ являются стратегическим сырьём, идущим не только для удовлетворения нужд отечественной индустрии, а также на экспорт. Процесс бурения газовых и нефтяных скважин является наиболее капиталоемкой отраслью в нефтегазодобывающей промышленности.

Строительство проектируемой скважины — это сложный производственный процесс, включающий множество технологических операций, для выполнения которых требуется сложное буровое оборудование и специальные знания и навыки работников для его обслуживания, при котором требуется строгое соблюдение работниками правил техники безопасности и требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Задача охраны природы при строительстве эксплуатационных скважин на месторождении состоит в выполнении специальных мероприятий по защите окружающей среды от вредного воздействия извлекаемой из недр продукции (нефть), отходов производства, а также защиты земель от эрозии.

Целью проекта является технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Геологический разрез месторождения представлен мощной толщей осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента. В геологическом строении разреза принимают участие породы доюрского фундамента и мезо-кайнозойские терригенные отложения платформенного чехла, данные представлены в приложении А.

1.2 Горно-геологические условия бурения

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 0–2270 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и нефтеносным пластом. Разве-

дочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2166–2175 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 76,5 м³/с.

1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины.

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

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Обоснование конструкции скважины

Запроектированная конструкция разведочной скважины должна обеспечивать:

- максимально возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимальных конструкций забоя и диаметра эксплуатационной колонны;

- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;

- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

Конструкция скважины определяется с целью максимального сокращения затрат на строительство.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

В связи с тем, что проектируется разведочная скважина, выбирается забой закрытого типа [38, 45].

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Число интервалов, несовместимых по условиям бурения, определяется по совмещенному графику давлений.

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора [14-20]. По графику также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 1 представлен совмещенный график давлений, построенный по исходным данным.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется. Примем проектируемую конструкцию скважины одноколонной.

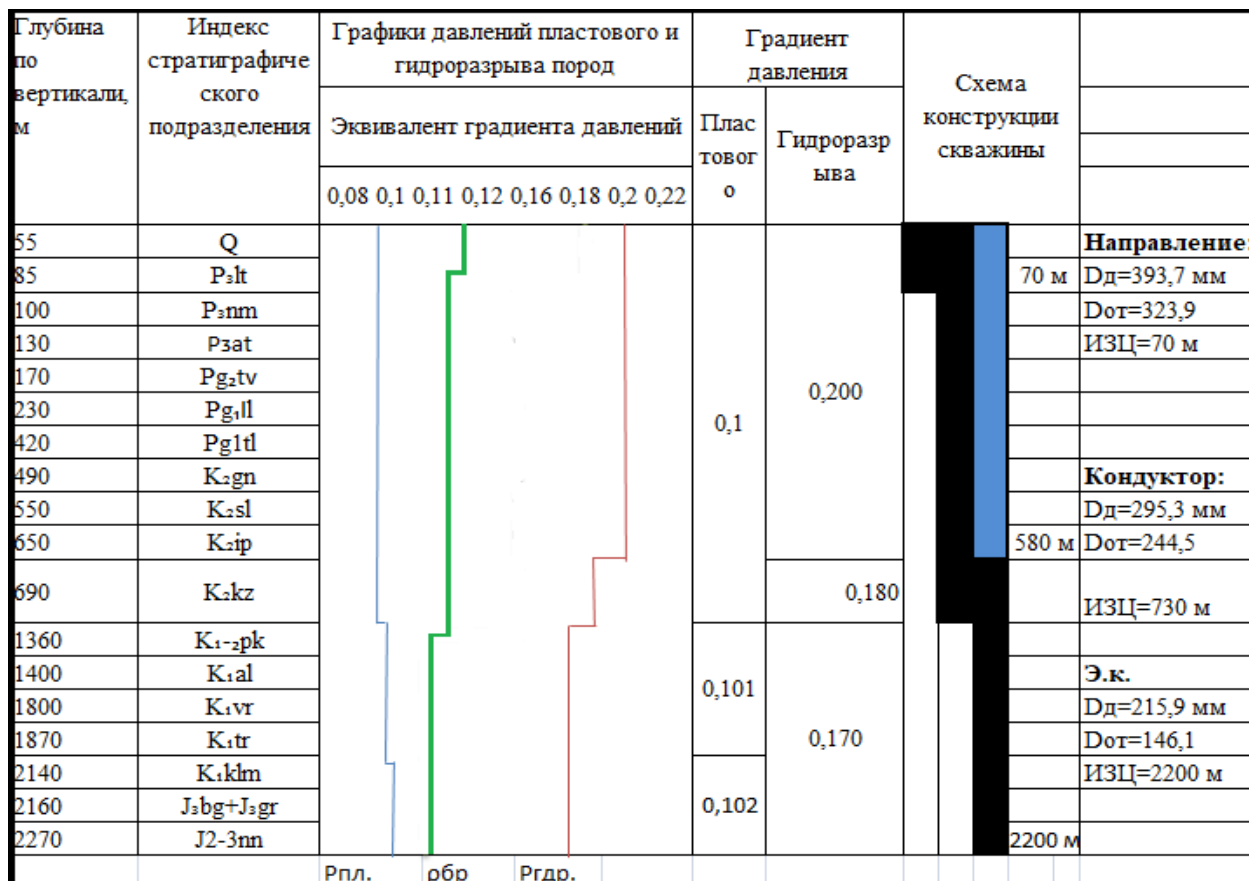


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется двухколонная конструкция скважины. Исходные данные для расчета конструкции скважины и минимальной глубины спуска колонн представлены в таблице 1.

По графику совмещенных давлений определяется число и интервалы спуска обсадных колонн, которые перекрывают зоны возможных осложнений при бурении [15,43].

Таблица 1 – Параметры конструкции скважины

Наименование показателя	Показатель
Вид флюида	Нефть
Ожидаемый дебит, м ³ /сут	76,5
Пласт	J ₂₋₃ nn
Глубина кровли	2166
Градиент gradP _{ПЛ} , кгс/см ² на м	0,102
Градиент gradP _{ГР} , кгс/см ² на м	0,170
Отн. плотность по воздуху γ / плотность нефти ρ_n , кг/м ³	681
Пластовое давление, атм	220
Минимальная глубина кондуктора, м	375
Коэффициент запаса ($1,08 < k < 1,1$)	1,08
Принимаемая глубина	730 – кондуктор; 2200 - эксплуатационная колонна

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В данном случае спустим направление до глубины 70 м, перекрыв таким образом четвертичные отложения на 15 м.

Расчетное значение минимальной глубины кондуктора по нефтяным пластам 375 м, поэтому проектируем кондуктор до 730 м, чтобы выйти из интервала глинистых пород.

Эксплуатационная колонна с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя спускается до глубины 2200 м (с учетом интервала под ЗУМППФ).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности[19,31,32,38,41]:

- Направление, кондуктор цементируются на всю длину;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м (По ПБНПП для строительства нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирают, исходя из ожидаемых суммарных дебитов, габаритов оборудования, которое должно быть спущено в данную колонну для обеспечения заданных дебитов. Для этого делают расчет, который производится снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны [41,44].

Ожидаемый дебит скважины достигает 76,5 м³/сут. Учитывая физико-механические свойства продуктивного пласта, а также геометрические размеры скважинного оборудования, диаметр эксплуатационной обсадной колонной равен 146 мм. Для расчетов используется ГОСТ 632–80 «Обсадные трубы и муфты к ним»

Диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну определим по формуле:

$$D_{\delta} = d_{\text{м}} + 2\delta, \quad (1)$$

где D_{δ} – диаметр долота, мм;

$d_{\text{м}}$ – наружный диаметр соединительной муфты обсадной колонны, мм;

δ – радиальный зазор между муфтой обсадной колонны и стенками скважины, мм.

Диаметр кондуктора выбираем из условий беспрепятственного прохождения КНБК, по формуле:

$$d_{\text{кн}} = D_{\delta} + 2\Delta \quad (2)$$

где Δ – радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается от 3 до 10 мм.

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.

Опираясь на результаты расчетов построена схема конструкции скважины, представленная на рисунке 2.

Таблица 2 – Характеристика конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0-70	323,9	393,7
Кондуктор	0-730	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0-2200	146,1	215,9

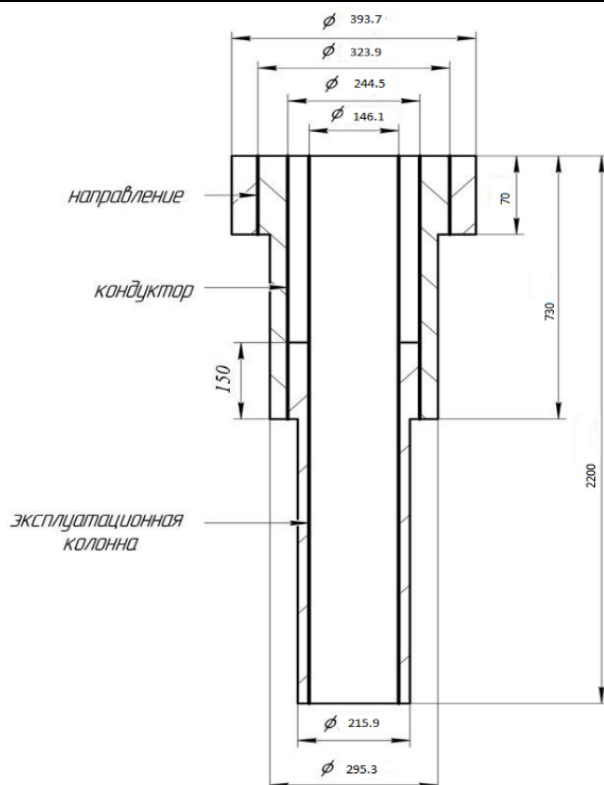


Рисунок 2 – Схема конструкции скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$. В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП} = k^2 \cdot P_{МУ}, \quad (3)$$

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

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

$P_{МУ}$ – максимальное давление на устье, которое для нефтяного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 4,053267 \text{ МПа}, \quad (4)$$

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

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

В таком случае давление опрессовки составит 4,9044530 МПа.

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКК1-14-146x245 К1 ХЛ**. Шифр ОП

исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-230/80x35**.

2.3 Углубление скважины

Технико-экономическая эффективность строительства нефтяной скважины во многом зависит от процесса углубления и промывки. Проектирование этих процессов включает в себя выбор типа камнерезного инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и расположения ее дна, а также программы гидравлического углубления. Принятие проектных решений определяет тип буровой установки в зависимости, кроме того, от конструкции обсадных и горно-геологических условий бурения.

2.3.1 Выбор способа бурения

Способ бурения скважины или ее отдельных интервалов можно выбрать по стоимости 1 метра бурения путем обработки данных после бурения скважин различными способами на данном месторождении или на месторождениях с сопоставимыми условиями углубления скважин [16,17].

Другой метод выбора состоит в следующем: изучают физико-механические свойства горных пород геологического разреза скважины (по промысловым, геофизическим, литературным данным и технической документации для данного района). Предварительно (если нет еще обоснованных рекомендаций) выбирается тип и размер долота. Если намечено применять шарошечные долота, то определяет необходимое время контакте к вооружения долота с забоем и рассчитывается

частота и вращения долота для обеспечения. Выбор способа бурения представлены в таблице 3 по интервалам, производился по изучению физико-механические свойства горных пород геологического разреза скважины по приложению А, также по опыту пробуренных на месторождении скважин, исходя из данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
От	До	
0	70	Роторный
70	730	ГЗД
730	2200	ГЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20,35]. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения и типы долот по интервалам

Интервал		0–70	70–730	730–2200
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сервисез (6х9мм)	PDCBT 619 УМ (6х7мм)	PDC БИТ В 713 УМ(6х8мм)
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.39
Тип горных пород		М	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.40	0,3	0,4

Продолжение таблицы 4 – Способы бурения и типы долот по интервалам

Масса, кг		163	35	24
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–12	2–12
	Предельная	–	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–400
	Предельная	–	400	400

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

2.3.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя [20,35].

1. Для бурения интервала под направление 0–70м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными

породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 70–730м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 730-2200м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в приложении Г.5.

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

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

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото [20,35].

Результаты приведены в таблице 5.

Таблица – 5 Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-70	70-730	730-2200
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	3400	2000	5120
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1

Продолжение таблицы – 5 Результаты осевой нагрузки на долото

δ , см	1,5	1,5	1,5
q , кН/мм	0,2	0,8	0,4
$G_{пред}$, кН	420	300	80
Результаты проектирования			
G_1 , кН	100	42	135
G_2 , кН	78	65	47
G_2 , кН	336	94	65
$G_{проект}$, кН	40	94	65

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 40 кН. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении, такой нагрузки достаточно для бурения четвертичных отложений. В интервале бурения под кондуктор (70-730) и под эксплуатационную колонну (730-2200 м) запроектировано согласно методики.

2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 6.

Таблица – 6 Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-70	70-730	730-2200
Исходные данные				
$V_{дл}$, м/с		2,8	1,5	1
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	-	-
z		24	-	-
α		0,8	0,6	0,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		135	162	173
n_2 , об/мин		271	-	-
n_3 , об/мин		657	-	-
$n_{проект}$, об/мин		40-60	162	173

Для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1 , n_2 , n_3 первое является оптимальным, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 .

Учитывая условия что для бурения интервалов под направления и отбор керна выбран роторный способ бурения, чистота оборотов выбирается исходя из технических характеристик ротора. Для безопорных долот принимается значение n_1 .

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 7 [20,35-36].

Таблица 7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-730	730-2200
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G _{ос} , кН		175	120	104
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	262,48	191,37
M _р , Н*М		2896	2635	2249
M _о , Н*М		196,85	147,65	107,65
M _{уд} , Н*М/кН		48,74	36,93	27,33

Для интервала бурения 70-730 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.55	70-730	240	9975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	730-2200	172	5000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-70	70-730	730-2200
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K_k	1,3	1,3	1,5
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_m , м/с	0,011	0,0083	0,0042
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,235	0,166
$d_{нмах}$, м	0,0254	0,0127	0,0111
N	3	5	9
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5

Продолжение таблицы 9 – Расход бурового раствора

$\rho_{см} - \rho_p, \text{Г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \text{Г/см}^3$	1,2	1,15	1,08
$\rho_{п}, \text{Г/см}^3$	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{л/с}$	100	43	18
$Q_2, \text{л/с}$	91	67	38
$Q_3, \text{л/с}$	151	42	31
$Q_4, \text{л/с}$	24	18	18
$Q_5, \text{л/с}$	41	45	33

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 60 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчетов представлены в приложении Е.

2.3.9 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с [34].

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

2.4 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора [23,26].

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100-120 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор **глинистого типа (бентонитовый раствор)**. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола (табл. 10). Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить **ингибирующий буровой раствор**.

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

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

Эксплуатационная колонна

При бурении интервалов (730-2200 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать ингибирующий буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта J_{2-3nn} . Данные проблемы решаются с использованием **полимерного (инкапсулированного) бурового раствора**.

Данный буровой раствор обрабатывается $CaCO_3$ (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

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

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

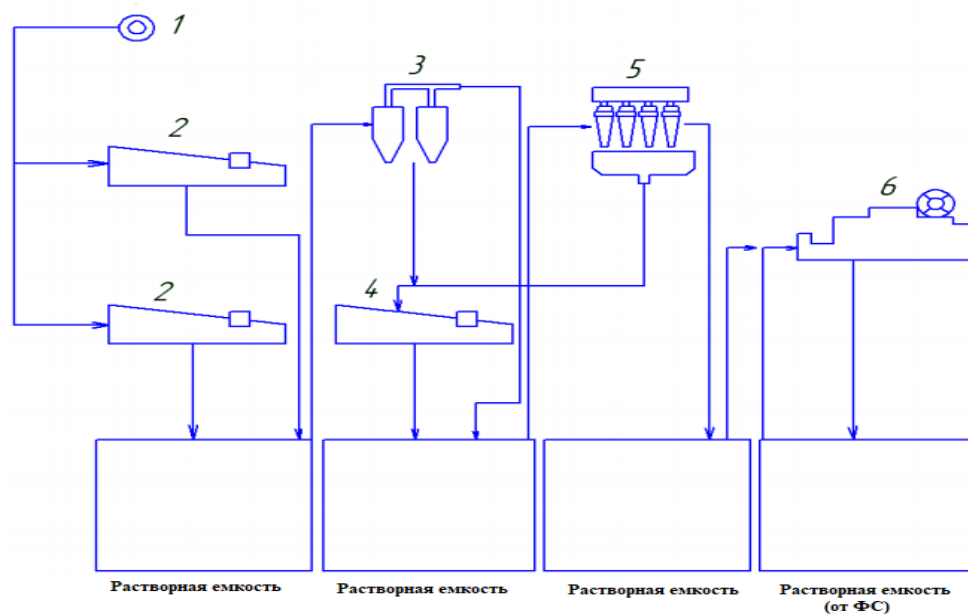


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick 4; 3 – пескоотделитель ГЦК-360; 4 – вибросито Derrick 3; 5 – илоотделитель ИГ-45М или ИГ-45/75К; 6 – Derrick DE-1000.

2.4.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна является ответственной, поэтому необходимо произвести, поэтому необходимо выбрать и обосновать породоразрушающий инструмент, керноприемное устройство, спроектировать режим бурения, чтобы разработать режим бурения, который обеспечивает максимальное удаление керна [35]. В приложении Г.-Таблица Г.4 представлены технические средства и режимы бурения в кернах.

2.5 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.5.1 Расчет обсадных колонн

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования.

Раздел включает в себя расчет действующих на каждую обсадную колонну наружных и внутренних избыточных давлений на протяжении их уста-

новки и эксплуатации.

Для проведения расчета избыточных давлений определим плотности используемых технологических жидкостей:

- Продавочная жидкость – техническая вода, $\rho_{\text{прод}}=1000 \text{ кг/м}^3$;
- Буферная жидкость – из рекомендованного диапазона, $\rho_{\text{буф}}=1100 \text{ кг/м}^3$;
- Облегченный тампонажный раствор $\rho_{\text{тр.обл.}}=1500 \text{ кг/м}^3$;
- Нормальный тампонажный раствор $\rho_{\text{тр.норм.}}=1800 \text{ кг/м}^3$.

Направление длиной в 70 м цементируется тампонажным раствором нормальной плотности. Ввиду низких возникающих нагрузок расчет прочности производить не требуется. Кондуктор цементируется тампонажным раствором нормальной плотности на интервале 630-730 и облегченным – до устья. Эксплуатационная колонна цементируется тампонажным раствором нормальной плотности на интервале 2066-2200 и облегченным на интервале 580-2066. Вышележащий объем занимает буферная жидкость.

2.5.2 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 [38,41-42].

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три 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.

На рисунке 4 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина–наружное избыточное давление».

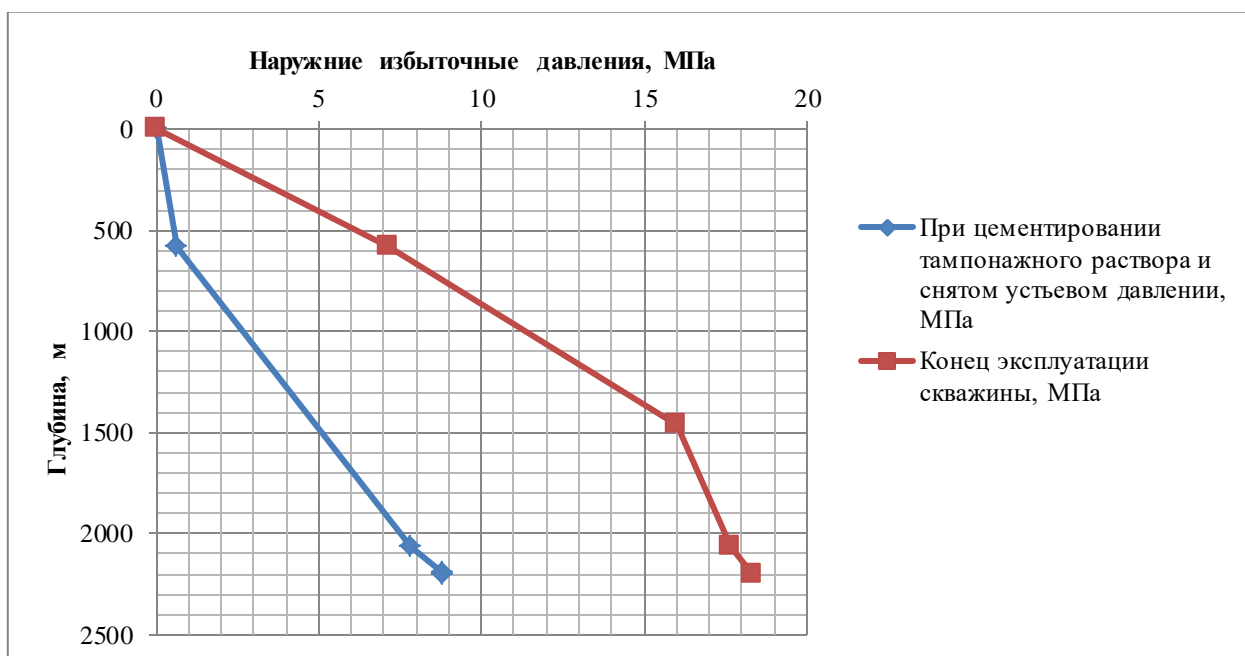


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений.

2.5.3 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 [42].

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (5)$$

По данным расчета строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 5.

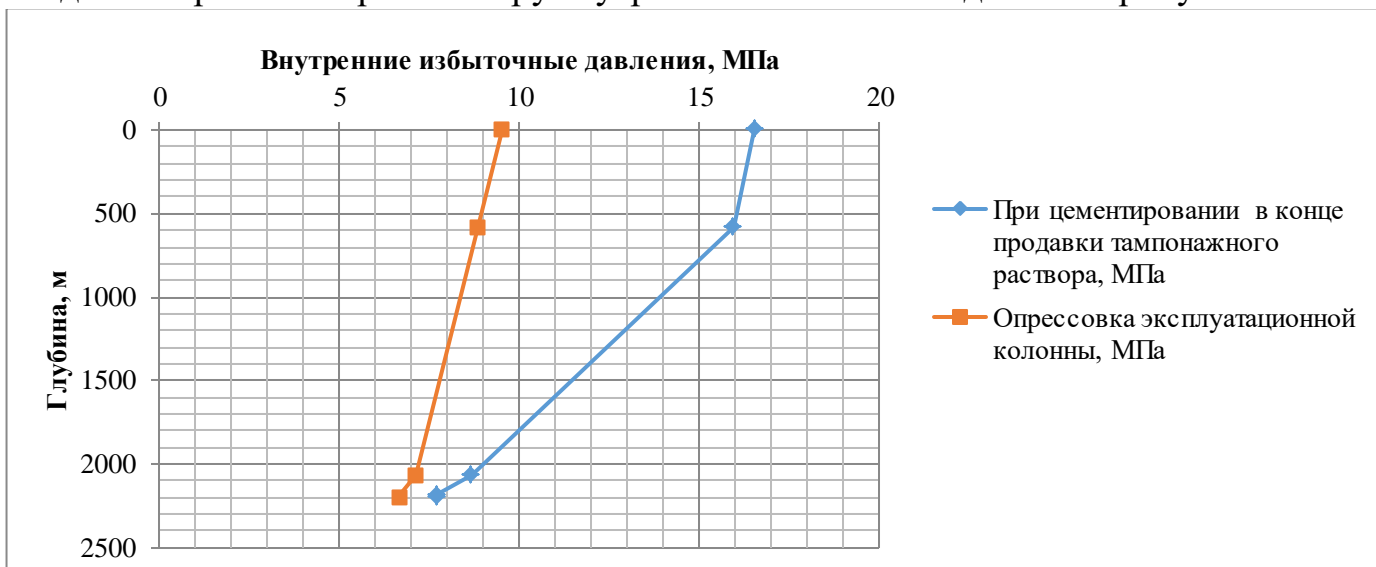


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.5.4 Конструирование обсадной колонны по длине

Согласно [29,38,43] расчет ОК ведут снизу вверх, начиная подбор секций труб с расчета на наружное избыточное давление и проверяя подобранные секции на внутреннее давление и растяжение.

Таблица 10 – Характеристика обсадных колонн

Наружный диаметр, мм	Номер секции	Тип резьбо-вого соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммарный	
Эксплуатационная колонна									
146	1	ОТТМ	Д	7,0	84	0,243	20,412	545,66	2200-2116
	2	ОТТМ	Д	6,5	2116	0,226	478,216		2116-0
Кондуктор									
245	1	ОТТМ	Д	7,9	730	0,472	344,56	344,56	730-0
Направление									
324	1	ОТТМ	Д	8,5	70	0,672	47,04	47,04	70-0

2.6 Расчет процессов цементирования скважины

2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе [19,31,41]:

$$P_{Гс\ кп} + P_{Гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{Гр}, \quad (9)$$

Где $P_{Гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве;

$P_{Гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве;

$P_{Гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

2.6.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19,31,41]:

Таблица 11 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная ж.	10,447	1100	-	МБП-СМ / МБП-МВ	-
Продавочная ж.	30,214	1000	30,214	-	-
Облегченный ТР	42,559	1500	37,537	ПЦТ-Ш-О65-100 НТФ	17,449
Нормальной плотности ТР	3,889	1800	2,509	ПЦТ - I – 150 НТФ	1,594

2.6.3 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе [19,31,41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (9)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве; $P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве; $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины;

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

2.6.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Схема обвязки цементировочной техники с применением цементно-смесительных установок и цементировочных агрегатов УНП2-

320x40(котопес)

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [19,31,41]:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 = 17,449/10 = 1,7(\text{обл.}) \quad (10)$$

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 = 1,594/13 = 0,12(\text{норм.})$$

Необходимое количество техники для проведения цементирования эксплуатационной колонны:

- УС 6-30- 2 ед.
- БМ- 1 ед.
- УСО-20- 1 ед.
- УНП2-320×40- 2 ед.
- СКЦ- 1 ед.
- ЦА-320- 1 ед.

Схема расстановки цементировочной техники представлена на рисунке 6.

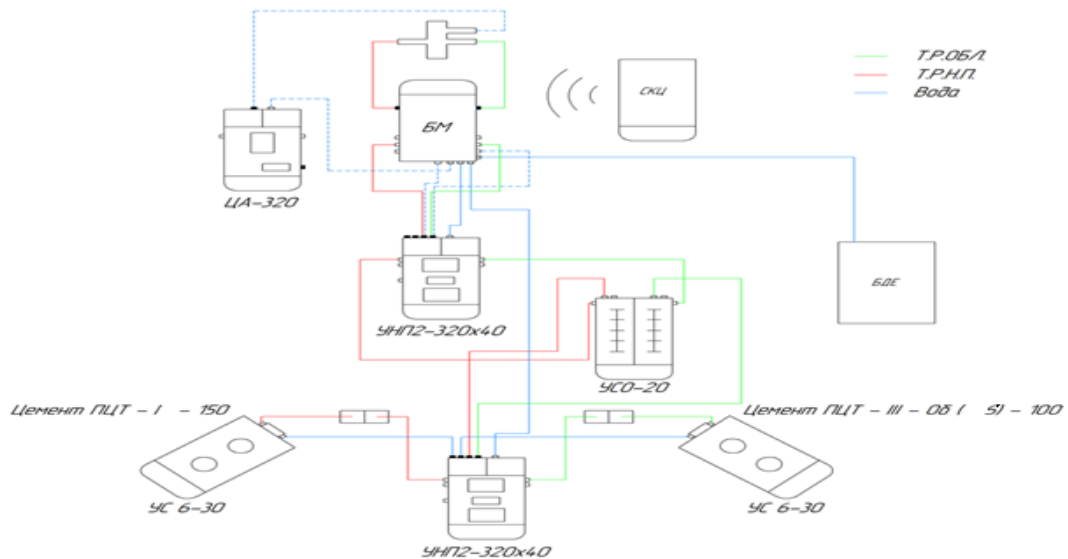


Рисунок 6 – Схема расстановки цементировочной техники.

2.6.5 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

В данном разделе представлены тип, количество и места установки скребков, турбулизаторов, башмаков, обратных клапанов, разделительных пробок, центраторов и других элементов оснастки.

Таблица 12 – Состав технологической оснастки ОК

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		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146	2199.7	2200	1	1
	ЦКОД-146	2199.4	2199.7	1	1
	ЦЦЦ 146/216	0	730	18	60
		730	2166	38	
		2166	2200	4	
	ЦТ 146/216	730	2166	55	57
	ЦТ 146/216	2166	2200	2	
	ПРП-Ц-В 146	2189	2189.2	1	1
ПРП-Ц-Н 146	2189.2	2189.4	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	729,6	730	1	1
	ЦКОД-245	719.2	719.6	1	1
	ЦЦЦ 245/295	0	70	5	25
		70	730	20	
	ПРП-Ц-245	718.9	719.2	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324	69,6	70	1	1
	ЦКОД-324	59,2	59,6	1	1
	ЦЦ-324	0	70	5	5
	ПРП-Ц-324	58,8	59,2	1	1

2.7 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины, необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины. В качестве жидкости глушения выберем водный раствор соли NaCl.

Плотность жидкости глушения определяется по следующей формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot H} = \frac{1,05 \cdot 22,09 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2166} = 1091 \text{ кг/м}^3 \quad (11)$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым ($k = 0,05$).

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

H – глубина испытываемого пласта, м.

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

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 \cdot H = 30,54 \text{ м}^3,$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м,

H – глубина скважины, м.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в средних породах проектируем кумулятивный метод перфорацию. В связи с вскрытием одного продуктивного пласта толщиной 9 м целесообразно использовать для вскрытия перфоратор ПКО 102-АТ на колонне НКТ.

Таблица 13 – Перфорация скважины

Мощность перфорироваемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора	
2166-2175	9	НКТ	Кумулятивная	102	20	1

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК-120, применяемый для необсаженных нефтяных и газовых скважин [44].

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

2.8 Выбор буровой установки

Выбор типа буровой установки производится согласно технических характеристик и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18].

Первичное обследование вышки следует проводить после истечения 5 лет со времени ввода буровой установки в эксплуатацию или сразу после аварийной ситуации, влияющей на работоспособность вышки и ее основания.

Все буровые вышки и их основания должны ежегодно проверяться на потерю толщины стенок металла. Кроме того, состояние вышки должно проверяться перед спуском обсадной колонны, до и после окончания передвижки вышки, после открытых фонтанов и выбросов и т.д. При значительных повреждениях и ремонте несущих элементов секций, подкронблочной рамы и подкосов, буровые вышки должны подвергаться внеочередным статическим испытаниям. Обследование металлоконструкций и статические испытания вышек проводятся в промысловых условиях.

Буровую установку выбирают по ее номинальной грузоподъемности, обусловленной весом в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных труб или обсадной колонны, спускаемой в один прием, из следующего условия

$$G_{БУ} \geq G_{БУ.Р} = k \cdot G_{\max} , \quad (12)$$

где $G_{БУ}$ - номинальная грузоподъемность буровой установки, кН;

$G_{БУ.Р}$ - расчетная грузоподъемность буровой установки, кН;

k - коэффициент запаса допускаемой нагрузки на крюке составляет (2 и 1,15 для бурильной и обсадной колонны соответственно);

G_{\max} - максимальный вес колонны бурильных или обсадных труб, кН.

Вес секции обсадных труб эксплуатационной колонны равен 775 кН.

Максимальный вес секции бурильных труб равен 759 кН.

Максимальная нагрузка на крюке при работе с БК равна 1518 кН.

Максимальная нагрузка на крюке при работе с ОК равна 891 кН.

Выбираем буровую установку марки Уралмаш БУ-3000 ЭУК, со следующими характеристиками:

- допустимая нагрузка на крюке – 2000 кН;
- диапазон бурения – 2000-3200 м;
- остнастка талевой системы – 4×5;
- диаметр талевого каната – 45 мм;
- проходной диаметр стола ротора – 560 мм;
- число основных буровых насосов – 2;
- номинальная длина свечи – 25, 27, 36 м;
- вид привода – электрический переменного тока

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Яссы

Яссы – предназначены для освобождения прихваченного в скважине бурового инструмента. Освобождение происходит в результате нанесения ударов по месту прихвата.

Яссы могут быть использованы при:

- наклонно-направленном бурении;
- горизонтальном бурении;
- аварийных работах;
- капитальном и текущем ремонте скважин.

В настоящее время их подразделяют по целевому назначению:

- буровой ясс: включается в состав бурового инструмента и при возникновении прихвата во время бурения скважины яссом сразу же можно работать - наносить удары по месту прихвата;
- ловильный ясс: используется во время проведения работ по ликвидации прихвата бурового инструмента и включается в состав ловильной компоновки [46].

По направлению действия:

- одностороннего действия (только вверх);
- двустороннего действия (вверх и вниз).

По принципу действия:

- гидромеханические;
- гидравлические;
- механические.

Целью применения яссов является создание мощной ударной силы, направленной вверх или вниз, воздействуют силой или тяговым усилием, дополняющими нагрузку, принимаемую на себя бурильными станком и инструментом, а

также превращение потенциальной энергии, содержащейся в растянутом бурильном инструменте, в кинетическую энергию в КНБК над яссами.

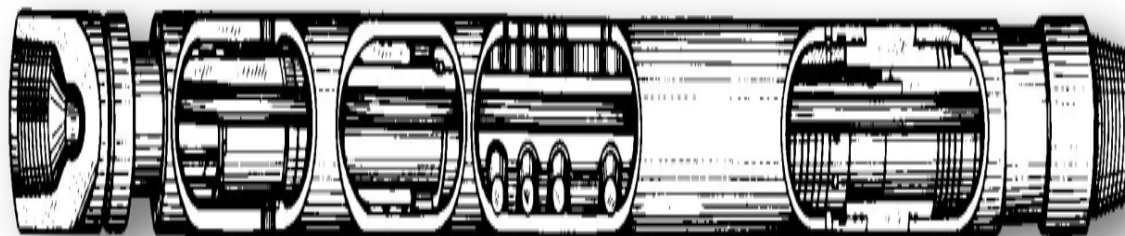


Рисунок 7 – Яссы

Хотя в процессе конструирования используются одинаковые основные принципы, но яссы с разным назначением по использованию сильно отличаются.

При работах с использованием яссов происходит разрушение зоны заклинивания, связи между глинистой коркой и трубами.

Наиболее широко применяются такие механизмы: виброударный механизм (ВУМ) и гидравлический ударный механизм (ГУМ).

Для того, чтобы ускорить процесс ликвидации возникших прихватов на начальной стадии целесообразно будет устанавливать ударные механические устройства (яссы) также в компоновке бурильной колонны, дабы сразу при обнаружении прихватов включить в работу ясс. Особенно это важно при бурениях в осложнённых условиях.

С целью установки ясса по окончании процесса прихвата бурильной колонны начинают определять верхнюю границу прихвата или его интервал.

Бурильную колонну срезают или же развинчивают над верхней этой границей, поднимают из скважины колонну, затем опускают её вместе с яссом, включая его в процесс работы. Ясс целесообразно будет опускать с применением безопасного замка [46].

В горизонтальной скважине ясс можно поместить либо на верхней зоне изгиба (вверху слева на рисунке 8.А), или же на боковом отводе (вверху справа на рисунке 8.Б).

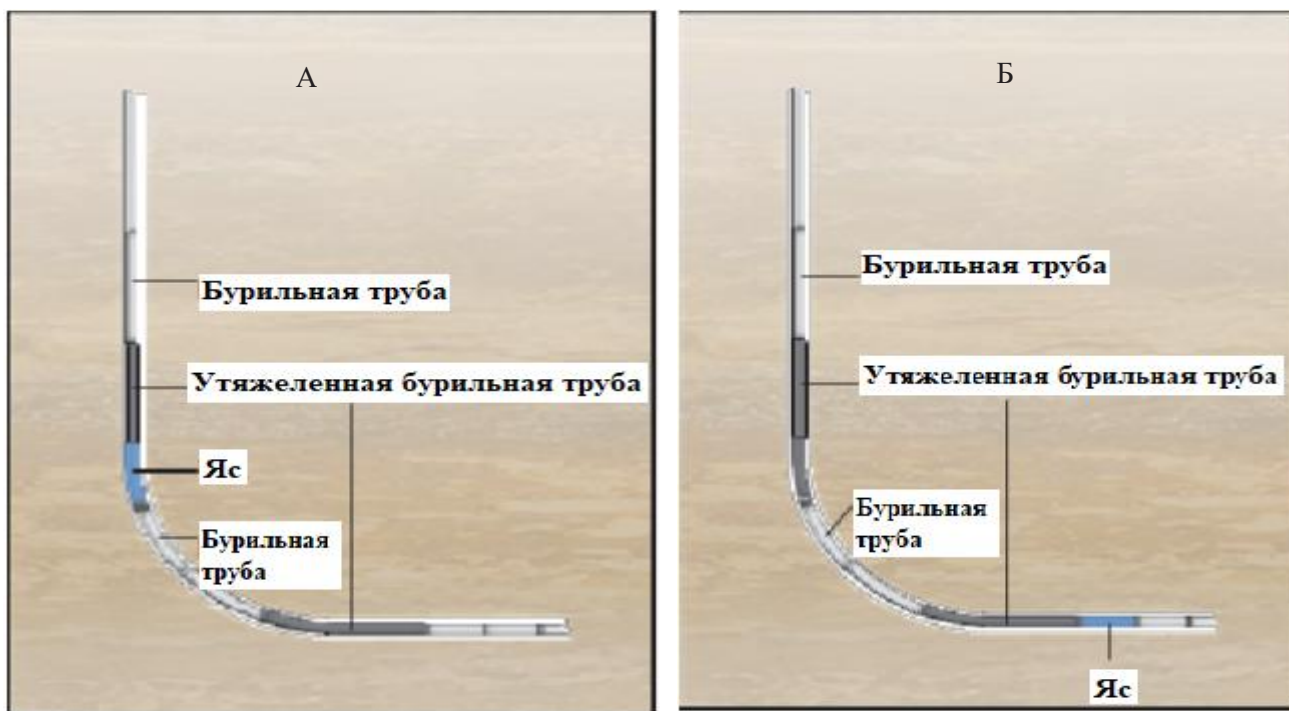


Рисунок 8 – Размещение яссов в скважине

А – Размещение одного ясса в верхней зоне изгиба в горизонтальной скважине; Б – Размещение одного ясса в боковом отводе в горизонтальной скважине.

Величина волны напряжений связана со скоростью, ускоряющейся КНБК. Время прохождения волны связано с длиной КНБК. Удар – это сила определенной величины, прилагаемая к точке прихвата к КНБК. В бурильном яссе создается ударная сила, проходящая вниз до места прихвата. Сила удара должна превосходить силу прихвата в точке его возникновения. В случае если сила удара больше силы прихвата, КНБК начинает «скользить» на небольшое расстояние. Расстояние «скольжения» зависит от импульсов удара, поступающего к месту прихвата.

Импульс удара – это его продолжительность. Чем сильнее импульс, тем длиннее путь «скольжения» КНБК за каждый цикл удара ясса и тем скорее освобождается колонна. Для эффективной работы ясса необходимы и удар, и импульс.

Во всех случаях сила удара должна превышать силу прихвата, иначе, не зависимо от величины созданного импульса, КНБК не станет «скользить». Существует три вида бурильных яссов [47].

3.2 Виды яссов

Гидравлический ясс

Применяются в вертикальных и наклонно-направленных скважинах с повышенным трением (горизонтальные и удлиненные), нижний ясс при использовании двух яссов, при невозможности большого натяжения.

Преимущества:

возможность изменения величины срабатывания;
не подвержен влиянию частоты вращения и температуры;
защищенные уплотнители и ударные поверхности, неизменная задержка срабатывания

Недостатки:

тепловая энергия, влияющая на вязкость гидравлической жидкости, уменьшение значения максимального натяжения, частоту отказов уплотнителей.



Рисунок 9 – Гидравлический ясс

Гидравлический буровой ясс двойного действия Hydra-Jar AP

Применение ясса-Hydra-Jar AP при бурении для предотвращения повреждения ствола. Приводной цилиндр Hydra-Jar AP имеет секцию, в которой возможны свободное осевое расширение и вытягивание штока банки, при котором крутящий момент передается через инструмент. Верхний гидравлический цилиндр и балансировочный поршень обеспечивают одинаковое давление на инструмент и

в цилиндре. Верхний блокирующий цилиндр имеет сужение, называемое стопором. Когда прикладывается усилие перенапряжения, поршень стопора поднимается к стопору, в результате чего гидравлическая жидкость проталкивается через поршень, и растягивающая нагрузка накапливается в бурильной колонне. Поршень стопора медленно движется через цилиндр, пока не пройдет сквозь сужение стопора, в результате чего джек разблокируется и перемещается вверх. Цилиндр и нижний стопорный шток выполняют те же функции с одним лишь отличием они производят работу банкой вниз.

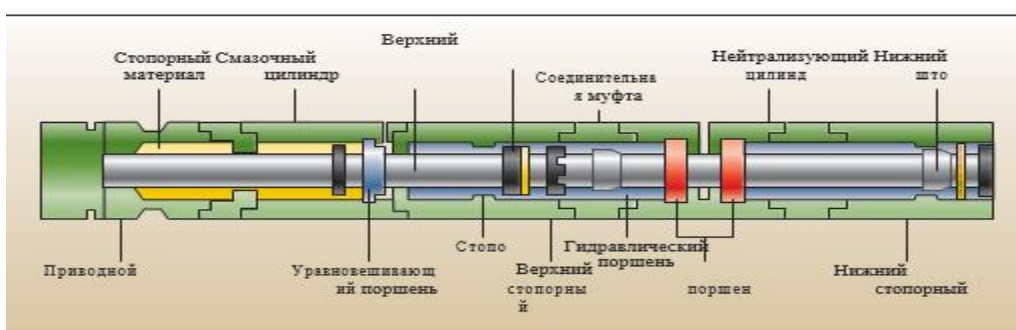


Рисунок10 – Гидравлический буровой яс двойного действия Hydra-Jar AP

Особенность этих ясов – это отсутствие в конструкциях механической части (защёлки с пакетом пружин). Это позволяет вести эксплуатацию ясов в скважинах, имеющих сложный профиль, где затруднительно создать и контролировать осевые усилия, необходимые для перезарядки применяемого яса.

Для гидравлической части используют два клапана, имеющие дозирующие устройства, что позволяет нанести удары по местам прихватов с разной силой по обоим направлениям (вверх – вниз) [46].

Механические ясы

Работают с использованием механизмов пружины, фиксации и высвобождения. Работает вверх на заданное усилие растяжения, и вниз – на заданное усилие сжатия (рисунок 11)

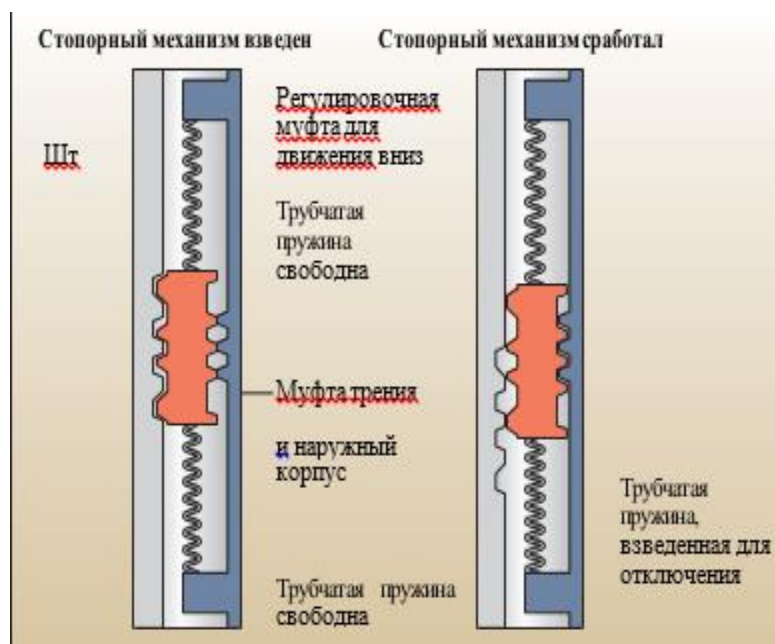


Рисунок 11 - Механический ясс

Положение механического ясса во время бурения – либо взведенное (нейтральное), либо выдвинутое.

При бурении нежелательно работать яссом вниз, так как случайная его сработка может повредить долото и компоненты КНБК.

Яссы поступают на буровую с конкретными настройками, определяющими нагрузку при работе вверх и вниз.

Возможна корректировка в скважине на 10–15 % с помощью приложения крутящего момента к бурильной колонне.

Буровой механический ясс двустороннего действия

- Принцип работы основан на использовании потенциальной энергии, производимой растянутой бурильной колонной после того как рассоединяются захваты.
- Механизм ясса должен находиться под напряжением растяжения в во избежание нахождения в нейтральной точке.
- Ясс должен быть расположен достаточно далеко от долота.
- Над яссом необходимо иметь запас веса для создания необходимой нагрузки сжатия.

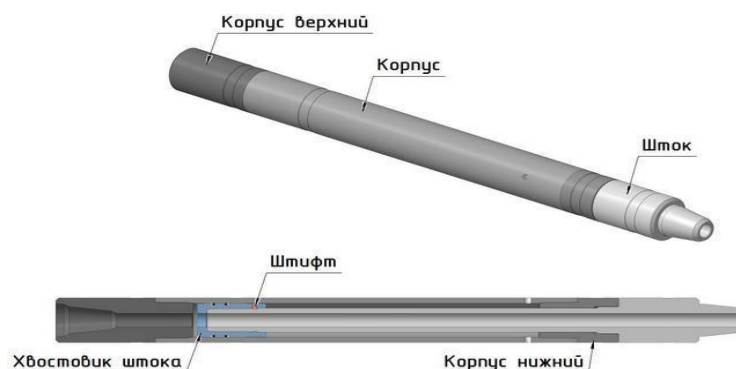


Рисунок 12 – механический ясс двустороннего действия

Гидромеханический ясс

Ясс одностороннего действия предназначен для нанесения ударов, направленных вверх.

Гидромеханический ясс сочетает в себе особенности гидравлических и механических яссов и состоит из следующих частей:

Механическая часть включает в себя предохранительную защёлку с пакетом тарельчатых пружин и предотвращает нежелательное срабатывание ясса во время бурения и спускоподъемных операций.

Гидравлическая часть включает в себя клапан с дозирующим устройством и позволяет регулировать силу удара вверх за счёт изменения усилия натяжения бурильной колонны во время гидравлической задержки.



Рисунок 13 – Гидромеханические яссы

3.3 Эффективность применения бурильных яссов

Если же инженеры имеют чёткое представление о возможных механизмах и причинах прихвата трубы, то они могут подбирать оптимальное место для размещения ясса при раннем этапе процесса проектирования, что обеспечивает максимальную эффективность при его использовании (рисунок 18). Кроме этого, операторы, понимающие данные принципы, лучшим образом подберут правильную

продолжительность и силу удара яссом при конкретных типах внутрискважинных условий при случае прихвата [46].

Для получения максимальной эффективности ясс необходимо размещать как можно ближе к месту ожидаемого прихвата, но не менее чем в двух УБТ над верхним стабилизатором. При прихвате под воздействием перепада давлений ясс устанавливают как можно выше в КНБК.

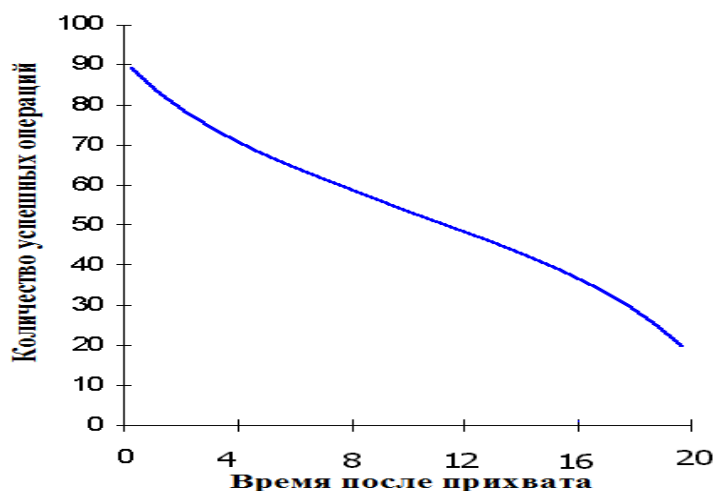


Рисунок 14 – Эффективность применения

3.4 Компоновка ясса

Стандартный ясс включает:

- стержень (молоток), скользящий внутри полого тела (наковальни);
- фиксирующий механизм.

Стопор на короткое время ограничивает движение стержня, прежде чем отпустить его. Время задержки позволяет бурильной трубе накапливать потенциальную энергию.

Внезапное открытие фиксирующего механизма вызывает резкое ускорение стержня на расстоянии от 25 до 50 см (10–20 дюймов), в результате чего он ударяется о наковальню, высвобождая накопленную энергию и прикладывая силу удара в точке прилипания. Движение стержня вверх вызывает удар молотом по наковальне, что указывает на силу бурильной колонны вверх. Нисходящее движение стержня имеет противоположный эффект.



Рисунок 15 – Компоновка ясса

3.5 Инструменты для ускорения работы яссом

Чтобы ясс мог сообщать максимальную силу удара при любой нагрузке, стержень должен продолжать ускоряться при столкновении с корпусом. Если конечная скорость будет достигнута до удара, сила удара кувшина будет ограничена.

Поскольку во многих КНБК утяжеленные буровые трубы в настоящее время заменяются более легкими толстостенными буровыми трубами, часто рабочего веса недостаточно для создания необходимой ударной нагрузки или ударного импульса. Добавление ускорителя кувшина в конструкцию КНБК позволяет значительно увеличить силу удара и силу удара кувшина и отразить ударную волну вниз к точке прилипания (рисунок 6). Это также позволяет разгрузить буровую колонну и надводное оборудование и защитить верхний привод от износа.

Яссы, конечно, не уменьшают количество прихватов, но они оказывают непосредственное влияние на застрявшую область. Согласно результатам исследований, в период от 0 до 6 часов после прилипания колонка была выпущена в 57% случаев. В период с 6 до 18 часов успешный исход снижается до 39%. Также необходимо учитывать геологические условия, в которых работают банки, и угол кривизны скважины [47].

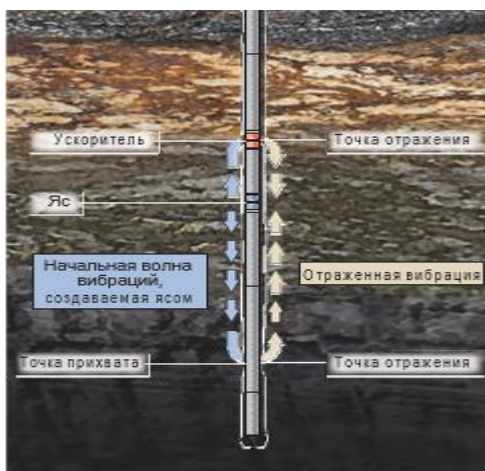


Рисунок 16 – Остановка вибраций.

Крутильные ясы «SHOCK TURN» НПП «БУРИНТЕХ»

Крутильного типа ясы «SHOCK TURN», а также НПП «БУРИНТЕХ» способны воздействовать на объект, прихваченный внутри скважины ударами, направленными по часовой стрелке, либо против часовой, а также ударами вниз или вверх в различных сочетаниях.

Основными преимуществами являются:

- высокая энерговооруженность. В крутильном яссе сила удара превышает аналогичную силу удара у обычного ясса примерно в 5...6 раза;
- корпусная единственная резьба (между нижним переводником и корпусом);
- отсутствие различных экстремальных нагрузок, которые возникают при работах ясса на гидроцилиндры, расположенные внутри корпуса;
- возможности для быстрых агрегатных ремонтных работ ясса путём замены гидроцилиндра;
- дополнительный набор функциональных возможностей в процессе ликвидации аварий [47].

3.6 Основные причины не срабатывания ясса

Причины не срабатывания ясса:

1. Прихват бурильной колонны выше ясса;
2. При проведении удара вниз с циркуляцией промывочной жидкости не

учитывается растягивающая нагрузка, действующая на ясс во время циркуляции промывочной жидкости;

3. После удара не провели перезарядку ясса;

4. При проведении удара вниз или при перезарядке ясса после удара вверх, силы трения, действующие на бурильную колонну в скважине, препятствуют передаче к яссу расчетной нагрузки, необходимой для его перезарядки.

Основные выводы

Наличие включение в КНБК ясса может послужить в качестве меры предосторожности с целью предотвращения повреждений ствола, потери времени, увеличения затрат при прихвате трубы. Размещение используемого ясса следует выбрать на основе проведения тщательного анализа, дабы иметь возможность пользоваться полным его потенциалом. По мере того, как бурильщики будут все больше и больше узнавать о тонкостях использования яссов, а сотрудничество поставщиков банок и буровых компаний будет все более стратегическим и начнется на более ранних этапах проектирования скважин, степень успеха использования яссов будет увеличиваться, и Количество повреждений и затраты, связанные с прихватом трубы, будут снижены.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в таблица 14.

Таблица 14 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	2200
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 394 мм на глубину 70 м
- кондуктор	d 295 мм на глубину 730 м
- эксплуатационная	d 216 мм на глубину 2200м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600
производительность, л/с:	
- в интервале 0-70м	20
- в интервале 70-730м	55
- в интервале 730-2200м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 70-730м	УБТ-203 – 8,3 м
- в интервале 730-2200м	УБТ 178 – 66,4 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 70-730м	ДГР-240/8
- в интервале 730-2200м	ДРУ2-172/9,1
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-70м	127'9
- в интервале 70-730м	127'9
- в интервале 730-2200м	127'9
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-70м	Ш 393,7 НьюТек Сервисез
- в интервале 70-730м	PDC BT 619 УМ
- в интервале 730-2200м	PDC БИТ В 713 УМ

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 15 [21,22].

Таблица 15 – Нормы механического бурения на месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	70	70	0,07	630
2	70	730	660	0,045	1420
3	730	2200	1470	0,08	2000

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (13)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 70 \cdot 0,026 = 2.5 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 16 [21,22].

Таблица 16 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
70	0,05	2.5
660	0,045	30.6
1470	0,08	117,6
Итого		150,7

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (14)$$

где Π - нормативная проходка на долото в данном интервале, м [21,22].

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
70	630	0,1
660	1420	0,47
1470	2000	0,73
Итого на скважину		1,3

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Результаты расчета нормативного времени на спускоподъемные операции

Представлены в предложении И.1 [34,39].

Таблица И.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

$$\text{кондуктор: } 3 \cdot 1 = 3 \text{ мин;}$$

$$\text{эксплуатационная колонна: } 8 \cdot 1 = 8 \text{ мин.}$$

4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 8 ч, кондуктора 16 ч, эксплуатационной колонны 24 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21,22]:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (15)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 70 - 10 = 60 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (16)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 29 = 31 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (17)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 31 / 28 = 1,107 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{напр.}} = 2 \cdot 2 + 5 = 9 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 730 - 10 = 720 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 720 - 29 = 691 \text{ м}$$

$$N = 691 / 28 = 24,68 \approx 25 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 25 \cdot 2 + 5 = 55 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2200 - 10 = 2190 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2190 - 29 = 2161 \text{ м}$$

$$N = 2161/28 = 77,1 \approx 78 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 78 \cdot 2 + 5 = 161 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21,22]:

$$\Sigma = 9 + 55 + 161 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 423 \text{ мин} = 7,05 \text{ ч.} \quad (18)$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21,22].

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 155,585 часов или 6,48 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %. Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$155,585 \times 0,066 = 10,26 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$155,585 + 10,26 + 25 = 190,845 \text{ ч} = 7,95 \text{ суток.}$$

Нормативная карта наклонно – направленной скважины представлена в таблице И.2 приложения И.

4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления

скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле[21,22,39]:

$$T_{пр} = T_n \cdot k \quad (19)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p} \quad (20)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}, t_{кр}, t_{всп}, t_p$ - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение: направление кондуктор эксплуатационная колонна	1,14	1,89	0,07
	29,32	32,28	1,34
	88,39	78,64	7,38
Крепление: направление кондуктор эксплуатационная колонна	3,56	3,73	0,15
	16,0	16,8	0,7
	35,3	7,06	1,54
Итого	173,39	140,4	11,18

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

4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (21)$$

где H - глубина скважины, м; T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2200 / 150,7 = 14,59 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (22)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч. $V_p = 2200 / (37,36 + 150,7) = 11,69$ м/час

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (23)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2200 \cdot 720 / 173,39 = 9135,47 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_∂ , м

$$h_{\partial} = H/n, \quad (24)$$

где n - количество долот; $h_{\partial} = 2200/1,3 = 1692,3$ м.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - \Pi_n)/H, \quad (25)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб; Π_n – плановые накопления, руб.; $C_{clm} = (150190044 - 39488)/2200 = 52684,4$ руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2200
Продолжительность бурения, сут.	14,36
Механическая скорость, м/ч	29
Рейсовая скорость, м/ч	18,3
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9792
Проходка на долото, м	1117,6
Стоимость одного метра	52684,4

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении.

Таблица 20 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ.
	Превышение уровня вибрации		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	ПБ 08-624-03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
Работа непосредственно на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины механизмы	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров на нефтяном месторождении.

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 21) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 21 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон и года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины представлены в таблице 22

Таблица 22 — Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа буровой колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2 Цементирование скважины: подготовка	1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. 5 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6 Повреждения в	1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы. 2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи 3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4 Пожарная безопасность	1 ГОСТ 12.0.002-80 [2]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [3]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [4]. 4 СНиП 2.04.05-91 [5]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [6]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [7]. 7 СНиП 23-05-95 [8]. 8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [10]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [11]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [12]. 12 РД 34.21.122-87 [13]. 13 СНиП 4557-88 [14]. 14 ГОСТ 12.1.008-76 [15]. 15 МР 2.2.8.2127-06 [16]. 16 Н 2.2.5.1313-03 [17].

Продолжение таблицы 22 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины

<p>тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3 Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>результате контакта с насекомыми.</p>		
--	--	--	--

5.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Превышение уровней вибрации

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

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная лезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по там измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;

- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и цы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Превышение уровней шума

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

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

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника – комплексное мероприятие. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и т.д.), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует проектировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция

ция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противошумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

Повреждения в результате контакта насекомыми.

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических

реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с ством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов но осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте-газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефтегазопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»

5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Защита гидросферы

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта.

Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

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

Защита литосферы

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы 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.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;

- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;

длительные остановки скважины без промывки.

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

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;

- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;

- провести учебную тревогу;

- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных гор-

зонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть пре-венторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии. Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

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

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

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий ра-

боты, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

Рабочая зона и место бурильщика – часть производственного пространства со всеми расположенными на нем основным и вспомогательным технологическим оборудованием, оснасткой, инвентарем, инструментом, рабочей мебелью и специальными приспособлениями, необходимыми для производства определенного вида работ. Работает бурильщик преимущественно за пультом управления стоя. Следит за приборами на пульте управления.

Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»[1], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного

возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Вывод

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исполнения дипломной работы на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров. Были аргументированы: способ бурения, профиль и конструкция скважины.

Приведено обоснование класса и типоразмера долот, расчет работы частоты вращения долота, расчет осевой нагрузки на долото, разработаны режимы бурения для всех интервалов, обоснован выбор бурового раствора и его расход, расчет частоты вращения долота. Выбрана буровая установка наклонно-направленный бурения. Спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн. Выбрана буровая установка наклонно-направленный бурения. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшим потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшем коэффициентом ее работы. Работа составлена на основе анализа существующих технологий строительства скважин, а также использовался накопленный опыт бурения в районах с аналогичными геологическими и географическими условиями.

Дальнейшее изучение техники и технологии применения бурильных яссов при бурении. Целью задачи работы является эффективность применения бурильных яссов для превращения потенциальной энергии, содержащейся в растянутом бурильном инструменте, в кинетическую энергию в КНБК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиных В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
- 20 Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.

25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.

36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.

40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

46. Лягова М.А. Компоновка перфобура для бурения глубоких каналов специальными винтовыми двигателями малого диаметра: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Лягова Марина Александровна. – Уфа, 2012. –167 с.

47. Максимов В.П. Особенности освоения нефтяных месторождений Западной Сибири [Электронный ресурс]. – портал научно-технической информации ЭБ нефть и газ. – режим доступа к portalу: <http://nglib.ru/annotation.jsp?book=003944> (дата обращения: 13.04.2017).

Приложение А

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

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	ДО (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	
0	55	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
55	85	Лагернотомская	Pg ₃ lt	0		1,3
85	100	Новомихайловская	Pg ₃ nm	0		1,3
100	130	Атлымская	Pg ₃ at	0		1,3
130	170	Тавдинская	Pg ₂ tv	0		1,3
170	230	Люлинворская	Pg ₂ ll	0		1,2
230	420	Талицкая	Pg ₁ tl	0		1,3
420	490	Ганькинская	K ₂ gn	0		1,5
490	550	Славгородская	K ₂ sl	0		1,5
550	650	Ипатовская	K ₂ ip	0		1,4
650	690	Кузнецовская	K ₂ kz	0		1,6
690	1360	Покурская	K ₁₋₂ pk	0		1,3
1360	1400	Алымская	K ₁ al	0		1,3
1400	1800	Вартовская	K ₁ vr	0		1,3
1800	1870	Тарская	K ₁ tr	0		1,1
1870	2140	Куломзинская	K ₁ klm	0		1,1
2140	2160	Баженовская +Георгиевская	J ₃ bg+J ₃ gr	0		1,1
2160	2270	Наунакская	J ₂₋₃ mn	0-2		1,1

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	55	пески лигниты глины	40 30 30
Pg3 lt	55	85	пески глины алевриты угли	50 25 20 5
Pg3 nm	85	100	глины алевриты пески угли	50 25 20 5
Pg3 at	100	130	пески алевролиты глины угли	50 25 20 5
Pg2 tv	130	170	пески глины алевролиты угли	50 25 20 5
Pg2 ll	170	230	глины алевролиты	95 5
Pg1 tl	230	420	глины алевролиты	90 10
K2 gn	420	490	глины мергели алевролиты пески	45 45 5 5
K2 sl	490	550	глины песчаники алевролиты	60 20 20
K2 ip	550	650	глины алевролиты опоки	60 20 20
K2 kz	650	690	глины	100
K1-2 pk	690	1360	песчаники глины алевролиты	60 20 20

Продолжение таблицы А.2

K ₁ al	1360	1400	песчаники глины алевролиты	60 35 5
K ₁ vr	1400	1800	песчаники алевролиты глины	70 15 15
K ₁ tr	1800	1870	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15
K ₁ klm	1870	2140	аргиллиты песчаники алевролиты угли	60 30 5 5
J ₃ bg+J ₃ gr	2140	2160	аргиллиты	100
J ₂₋₃ nn	2160	2270	песчаники алевролиты аргиллиты	70 15 15

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	55	пески	2,0	20	2500	40	0	-	1	-	мягкая
			лигниты	2,1	30		10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
Pg3 lt	50	85	пески	2,1	30	1500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,0	15	5	50	4	10	5	6	мягкая
			угли	2,1	30	55	20	0	-	5	10	мягкая
Pg3 nm	85	100	глины	2,1	30	1000	10	0	-	1	10	мягкая
			алевролиты	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,0	15	5	50	4	10	5	6	мягкая
			угли	2,1	30	55	20	0	-	5	10	мягкая
Pg3 at	100	130	пески	2,1	30	1000	10	0	-	1	10	Мягкая
			алевролиты	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			глины	2,0	15	5	50	4	10	5	6	мягкая
			угли	2,1	30	55	20	0	-	5	10	мягкая
Pg2 tv	130	170	пески	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			глины	2,0	15	5	50	4	10	5	6	мягкая
			алевролиты	2,1	30	55	20	0	-	5	10	мягкая
			угли	2,2	25	10	50	0	-	5	10	мягкая
Pg2 ll	170	230	глины	2,2	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			алевролиты	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

Pg ₁ tl	230	420	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K ₂ gn	420	490	глины	2,2	15	5	20	5	10	3	6	Мягкая
			мергели	2,2	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			алевролиты	2,2	25	10	50	0	-	5	10	мягкая
			пески	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
K ₂ sl	490	550	глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
			песчаники	2,2	25	10	50	0	-	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K ₂ ip	550	650	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
			алевролиты	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			опоки	2,0	22	10	40	20	20	5	10	мягкая
K ₂ kz	650	690	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K ₁₋₂ pk	690	136 0	песчаники	2,2	25	250	10	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	15	20	3	20	2,5	10	мягкая
K ₁ al	1360	140 0	песчаники	2,4	15	0	90	3	20	2,5	4	средняя
			глины	2,3	15	0	100	2	20	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,2	30	90	20	3	20	2,5	10	средняя
K ₁ vr	1400	180 0	песчаники	2,3	20	15	30	3	20	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
			глины	2,2	22	20	26	3	20	2,5	10	средняя
K ₁ tr	1800	187 0	песчаники	2,2	15	20	20	5	25	3,5	10	средняя
			аргиллиты	2,3	15	20	20	1	20	1	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя

Продолжение таблицы А.3

K ₁ klm	1870	214 0	аргиллиты	2,4	5	4,8-5,9	24	10	25	3	4	средняя средняя мягкая средняя
			песчаники	2,3	15	15	30	5	20	3,5	5	
			алевролиты	2,1	30	55	20	0	-	5	10	
			угли	2,2	20	0	20	5	25	3,5	10	
J ₃ bg+J ₃ gr	2140	216 0	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	80	3	6	средняя
J ₂₋₃ mn	2160	227 0	песчаники	2,3	27	50	23	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			аргиллиты	2,4	15	1	30	8	80	2,5	6	средняя

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, кгс/см ² на м								Температура в конце интервала, °С
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
l	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	55	0	0,100	0	0,100	0	0,200	0	0,200	2
Pg3 lt	50	85	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,200	5
Pg3 nm	85	100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,200	6
Pg3 at	100	130	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,200	10
Pg2 tv	130	170	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,200	12
Pg2 ll	170	230	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,210	0,210	24
Pg1 tl	230	420	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,210	0,210	26
K2 gn	420	490	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	31
K2 sl	490	550	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	35
K2 ip	550	650	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	36
K2 kz	650	690	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	49
K1-2 pk	690	1360	0,101	0,101	0,100	0,100	0,180	0,180	0,230	0,230	72
K1 al	1360	1400	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,230	0,230	73
K1 vr	1400	1800	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,230	0,230	85
K1 tr	1800	1870	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,240	0,240	90
K1 klm	1870	2140	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,240	0,240	94
J3 bg+J3 gr	2140	2160	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,240	0,240	99
J2-3 nn	2160	2270	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,240	0,240	101

Приложение Б

Б. Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)

Таблица Б – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)							
	от	до		в пластовых условиях	после дегазации			Содержание сероводорода, процент по объему	Содержание углекислого газа, процент по объему	Относительная по воздушной плотности газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа	Содержание парафина, процент по весу		
1	2	3	4	5		6	7	8							
Нефтеносность															
J _{2,3} nn(Ю ₁ ¹) – (Ю ₁ ³⁻⁴)	2166	2175	поровый	0,681	0,849	76,5	152	0,6	1,01	-	15,2	0,6	2,8/3,96		
Газоносность															
-	-	-	-	-	-	-	-	-							
Водоносность															
Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Химический состав воды в мг/литр+-		Степень минерализации М, г/л						Тип воды по Сулину:		Относится к источнику питьевого водоснабжения (да,нет)
					анионы	катионы							ГКК – гидрокарбонат-кальциевый	ХЛК – хлор-кальциевый	
1	От	До	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Q	0	55	поровый	1,000	-	-	-	-	-	-	-	-	Да		
Pg ₃ at- Pg ₂ tv	100	170	поровый	1,000	141	-	0,8	156	5	4	8,2	ГКК	Нет		
K ₁₋₂ рк	690	1360	поровый	1,010	141	-	1,6	208,8	8,2	5	10	ХЛН	Нет		
K ₁ vr	1400	1800	поровый	1,010	138,2	20,8	85,3	117,5	14	54,6	14	ХЛК	Нет		
K ₁ klm	1870	2140	поровый	1,016	-	-	-	-	-	-	-	ХЛК	нет		

Приложение В

В. Возможные осложнения по разрезу скважины.

Таблица В– Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения	
	От	До			
1	2	3	4	5	
Q-Pg ₂ ll	0	230	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб	
Pg ₁ tl – K ₂ ip	230	650			
K ₁₋₂ pk	690	1360			
K ₁ vr-K ₁ klm	1400	2140			
J ₂₋₃ nn	2160	2270			
Q-Pg ₂ ll	0	230	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие проектным значениям параметров применявшихся ранее глинистых буровых растворов плотностью менее 1,15 и 1,10 соответственно. Недостаточное противодавление столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам	
Pg ₁ tl – K ₁ al	230	1400			
K ₁ vr – J ₂₋₃ nn	1400	2270			
K ₁₋₂	0	55	вода	Нефтепроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
K ₁	100	170	вода		
J ₃ -J ₂	690	1360	вода		
J ₁₋₂ -Pz	1400	1800	вода		
K ₁ vr-K ₁ klm	1870	2140	вода		
K ₁ vr – J ₂₋₃ nn	2166	2175	нефть	Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента	
Q-K ₂ kz	0	690	Прихватоопасные зоны		Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K ₁ al-J ₃ bg	1360	2160			

Продолжение таблицы В– Возможные осложнения по разрезу скважины

Pg ₂ tv+K ₂ ip	170	650	Прочие возможные осложнения	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивых стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K ₂ kz	650	690		
K ₁ al+K ₁ vr	1360	1800		
J ₂₋₃ nn	2160	2270		

Приложение Г

Г. Выбор компоновки

Таблица Г.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-70м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под направление (0-70м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез (6х9мм)	0,40	393,7	-	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	0,702
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	0,702
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1729,62
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Г .2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70-730м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под кондуктор (70-730м)							
1	Долото PDCBT 619 УМ (6x7мм)	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник M152xM152	0,38	240	-	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	-	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	-	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник M147xH171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178x90 Д	66,4	178	90	3-147	Ниппель	12,768
					3-147	Муфта	
10	Переводник M133xH147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127x9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	21,847
					3-133	Муфта	
12	Переводник M133xH133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Г.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (730-2200м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (730-2116; 2116-2200м)							
1	РДС БИТ В 713 УМ(6x8мм)	0,25	215,9	-	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	-	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178x90 Д	7	178	90	3-147	Ниппель	1,538
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147xН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178x90 Д	49,8	178	90	3-147	Ниппель	9,2
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127 G105	250	127	108	3-133	Ниппель	8,0
					3-133	Муфта	
12	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
13	СБТ 127 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	60,53
					3-133	Муфта	
14	Переводник М133xН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
15	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
16	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Г .4 – КНБК для отбора керна (2161-2180м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (2161-2180м)							
1	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6x8мм)	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Керноотборный сна- ряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178x90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	10,768
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127x9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	68,242
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Таблица Г .5– Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-730	730-2200
Шифр калибратора		КЛС 390 М 3 - 171	КЛС 295 СТ 3 - 152	КЛС 215 СТ 3 - 133
Тип калибратора		- С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	- С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	- 215
Тип горных пород		М	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н133/М133
	API	-	-	-

Приложение Д
Д.Описание типов и компонентного состава буровых рас-
творов

Таблица Д.1 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалом бурения

Таблица Д.1.1– Компонентный состав бентонитового раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
глинопорошок	50-60
каустическая сода	0,7-1,2
барит	80-90

Продолжение таблицы Д.1.1 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Таблица Д.1.2– Компонентный состав ингибирующего раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,4-0,5
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	80-100
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	-
Электролит (соль) КСl, NaCl, и пр.	Ингибитор	Предотвращение набухания глин, растворения солей	50-200
Смазочная добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пенוגаситель Пента-465	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	-

Продолжение таблицы Д.1.2–Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Д.1.3– Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	40-45

Продолжение таблицы Д.1.3– Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Д.2 - Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2200 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	70	70	393,7	-	1,30	9,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 7,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 27$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 35,6$
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					
70	780	710	295,3	306,9	1,30	83,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 49,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 159,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 220,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 220,1$
Экспл. 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					
780	2200	1420	215,9	228,7	1,19	139,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 10,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 49,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 209,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 276,7$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 276,7$

Таблица Д.3 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25,0	39,66	2	232,2	10	91,86	3	363,723	15
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	1980	2	9288	10	0	0	11268	12
Биополимер(ксантановая камедь)	придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	135.5	6	135.5	6
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	0	0	1857,6	10	1531	61	3388,6	136
ПАЦ ВВ	регулятор фильтрации, реологических свойств	25	0	0	464,4	75	367,452	15	831,852	34
Ингибитор(электролит КСІ)	подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	0	0	13801	69	0	0	14833	75
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	186	0	0	1161	7	3062,1	16	4223,1	23
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	0	0	0	0	306,21	13	306,21	13
Инкапсулятор	инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	0	0	0	0	338.74	17	338.74	17
Мраморная крошка	регулирование плотности	1000	0	0	0	0	15243.3	16	15243.3	16
Барит	утяжелитель	1000	2640	3	0	0	0	0	2640	3
Бактерицид	повышение эффективности защиты микробиологической деструкции БР	25	0	0	46,44	2	0	0	46,44	2

Приложение Е

Е. Гидравлические расчеты промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах Е.

Таблица Е.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	70	БУРЕНИЕ	0,22	0,043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9,5	70,5	3,2
Под кондуктор									
70	730	БУРЕНИЕ	0,74	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	90,4	3,6
Под эксплуатационную колонну									
730	2200	БУРЕНИЕ	1,09	0.104	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	80,8	3,80
Отбор керна									
2161	2180	Отбор керна	0,65	0.062	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	98,9	3,42

Таблица Е.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 цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	70	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	90	160	165	0,85	65	32	32
70	730	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	90	160	165	0,85	65		48
730	2200	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	90	170	145	0,85	65	19	32
2161	2180	Отбор керна	УНБ-600	1	90	170	145	0,85	65	21,9	32

Таблица Е.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				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	27	13,8	0	3,1	0,1	10
70	730	БУРЕНИЕ	132,9	25,4	58,6	40,5	1,8	6,7
730	2200	БУРЕНИЕ	129,1	25,5	46,5	42,9	12,3	2,0
2161	2180	Отбор керна	76,4	13,0	0	38,0	23,4	2,0

Приложение И

И. Финансовый менеджмент

Таблица И.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-70	393,7	450	11	24	0-70	0,0121	0,484
Кондуктор	70-730	295,3	1420	12	32	40-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
Итого								10,08
Эксплуатационная	730-2200	215,9	2000	12	32	800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,67
						1100-1200	0,0188	1,78
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
2000-2100	0,0249	2,49						
						2100-2200	0,0252	2,52
Итого								26,8
Итого								37,36

Таблица И.2- Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные	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	Ш 393,7 С-ЦГВУ	450	0,1	0-50	50	0,05	2.5	0,484	1,14
Бурение под кондуктор	Ш 295,3 МСЗ-ГВУ	1420	0,47	50-730	680	0,045	30.6	10,08	29,32
Бурение под эксплуатационную колонну	Ш215,9 МЗ-ГВУ	2000	0,73	730-2200	1470	0,08	117,6	26,8	88,39
Всего			1,3		2200		150,7	37,36	118,85
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									35,3
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			15						0,05
- эксплуатационная			43						0,13
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
-направление				40-50					1,84
-кондуктор				720-730					2,12
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50

Продолжение таблицы И.2

Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочиевспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									638,08

Приложение Й

(Обязательное)

Й.Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Й.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, эксл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594

Продолжение таблицы Й.1

Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72

Продолжение таблицы Й.1

POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06				
Затраты зависящие от объема работ									
Ш 393,7 НьюТек Сервисез	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC ВТ 619 УМ	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC БИТ В 713 УМ	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Ш 393,7 НьюТек Сервисез	1164,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01					
Всего по сметному расчету, руб	49344,73								

Таблица Й.1 - Сметный расчет на крепление скважины.

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БКМ-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БКМ-146,	45,5	-	-	-	-	1	45,5

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
шт							
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	16	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-146/216, шт	18,7	-	-	-	-	58	149,6
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-146, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-Н-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ППП-146	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-245А	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-146А	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807			
Обсадные трубы 324x8,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,7, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-
Обсадные трубы 146x7,0 м	25,41	-	-	-	-	250	37205,44

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Портландцемент тампоажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампоажный раствор ПЦТ-I- 100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампоажный раствор ПЦТ- Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый каль- ций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампоажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение це- мента, тампоаж- ный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампоажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колон- ны, тампоажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампоажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,34566				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1						
Всего по сметному расчету, руб	117812,1						

Таблица Й.2- Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
Итого по главе 3	167156
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
Итого по главе 5	18360
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	426649

Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
Итого по главе 7	66959
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
Итого по главе 8	39488
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	587833
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
Итого по главе 10	1175
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Итого по главам 1-11	593628
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
Итого по главе 12	29681
Итого по сводному сметному расчету	623309
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	127279698 22910345
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	150190044