

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт PZ) на нефтяном месторождении (Томская область)»

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6):622.245.124(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Бракк Никита Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Марина Сергеевна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б5В	Бракк Никита Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт PZ) на нефтяном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3663/С от 13.05.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28 мая 2019
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геологические условия бурения - Особые условия бурения: – - Интервал отбора керна: – - Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком - Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м - Отход / длина горизонтального участка ствола: 1300 метров / 700 метров - Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3315 метров - Диаметр эксплуатационной колонны: 168x127 мм - Глубина установки секции 168 мм: 3290 м - Тип бурового раствора при бурении под комбинированную колонну: РУО - Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): двухступенчатый - Конструкция забоя (выбрать): закрытый забой (с разрывными муфтами) - Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта
	- ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ - Геологические условия бурения - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) - Зоны возможных осложнений - Исследовательские работы - ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины - Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

	2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4 февраля 2019 года
---	---------------------

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
2Б5В	Бракк Никита Сергеевич		

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:	28 мая 2019
--	--------------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	1. Геологическая и технологическая части	65
01.05.2019	2. Специальная часть и графические приложения	30
28.05.2019	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ковалев Артем Владимирович	К.Х.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 27 рисунков, 53 таблиц, 19 литературных источников, 12 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение.

Объектом исследования является нефтяное месторождение (Томская область).

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания эксплуатационной, наклонно-направленной скважины, на нефтяном месторождении (Томская область).

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины, глубиной 3315 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики, разработаны технологические решения по строительству эксплуатационной наклонно-направленной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГРП – гидроразрыв пласта;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенные бурильные трубы;

БКМ – башмак колонный муфтовый;

БКОК – башмак колонный с обратным клапаном;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦПЦ – центратор пружинный цельного типа;

ЦТГ – центратор-турбулизатор гидропотока;

ЭК-БМЧ – электрический частотно-регулируемый привод, для кустового бурения, блочно-модульного исполнения;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРПЦ – пробка разделительная, продавочная, цементирующая.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94

Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

РЕФЕРАТ	5
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	12
1.1 Геологические условия бурения.....	12
1.2 Характеристика газонефтеводности месторождения	12
1.3 Зоны возможных осложнений	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	13
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	13
2.2 Обоснование конструкции скважины	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбора способа заканчивания ...	14
2.2.2 Построение совмещённого графика давлений.....	14
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	14
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	15
2.2.5 Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	17
2.3 Углубление скважины.....	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Выбор калибратора.....	20
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	21
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.7 Выбор компоновки и расчет буровой колонны	23
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	23
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	25
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	26
2.4.1 Расчет обсадных колонн	26
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	26
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	28
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	31

2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины.....	32
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	36
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	38
2.5	Выбор буровой установки.....	39
3	ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН	40
3.1	Классификация перфораций	40
3.1.1	Пулевая перфорация.....	40
3.1.2	Кумулятивная перфорация	41
3.1.3	Гидропескоструйная перфорация	41
3.1.4	Гидромеханическая щелевая перфорация	42
3.1.5	Перфобур.....	43
3.1.6	Сверлящая перфорация	45
3.1.7	Перфорационные системы компании «PetroJet»	46
3.1.8	Технология «RadTech» радиального бурения каналов большой протяженности	48
3.1.9	Зондовая перфорация	49
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
4.1	Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	53
4.1.2	Потенциальные потребители проекта	53
4.1.3	SWOT-анализ	53
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	54
4.2.2	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	54
4.2.3	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	56
4.2.4	Линейных календарный график выполнения работ	57
4.3	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины	57
4.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии	59
4.4.2	Экологический и социальный эффекты от внедрения новой техники и технологи	60
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	64
5.1	Производственная безопасность	64
5.1.2	Анализ вредных производственных факторов.....	65
5.1.2.1	Отклонение показателей микроклимата	65

5.1.2.2	Превышение уровня шума	66
5.1.2.3	Отсутствие или недостаток естественного света	66
5.1.2.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны	66
5.1.2.5	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	67
5.1.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего).....	68
5.1.4	Охрана окружающей среды	70
5.1.5	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	72
5.1.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ		77
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....		79
ПРИЛОЖЕНИЕ Б		86
ПРИЛОЖЕНИЕ В		88
ПРИЛОЖЕНИЕ Г		93
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....		95
ПРИЛОЖЕНИЕ Е		96
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....		102
ПРИЛОЖЕНИЕ З.....		110
ПРИЛОЖЕНИЕ И.....		114
ПРИЛОЖЕНИЕ К.....		115
ПРИЛОЖЕНИЕ Л.....		127
ПРИЛОЖЕНИЕ М.....		128

Введение

Добыча углеводородов в настоящее время очень важное направление для мира в целом. Ни одно государство не обходится без такого важного ископаемого вещества, как нефть или газ.

Россия занимает одно из первых мест по добыче углеводородного сырья. Многие компании тратят колоссальные денежные средства на развитие технологий добычи углеводородов. Однако технологии не совершенны и требуют новых технических и технологических решений.

На данный момент развитие технологий нацелено на восстановление дебита уже существующих скважин и бурения новых с использованием инновационных методов бурения, что позволяет добиться большего дебита уже на старте эксплуатации скважины и меньшего загрязнения окружающей среды.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

Интервал 0-3315 м в большей части сложен глинами, переслаивающимися с алевролитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие, средние и твердые по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

1.2 Характеристика газонефтеводности месторождения

Характеристика газонефтеводности месторождения представлена в приложении Б.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 6 водоносными и 4 нефтеносным пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 3300-3330 м горизонтальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом 200 кубических метров в сутки.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервале 0-3370 метров ожидаются поглощения. Поэтому рекомендуется бурить без увеличения проектной плотности промывочной жидкости.

В интервале 0-3370 метров ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью,

поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора хим. реагентами.

Интервалы 0-2235 метров характеризуются также наличием прихватопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию данные по профилю: количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1300 метров / 700 метров. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3315 метров. Диаметр эксплуатационной колонны: 168x127 мм. Глубина установки секции 168 мм: 3290 м

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования и профиль скважины представлены в приложении Г.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбора способа заканчивания

Условием для выбора конструкции эксплуатационного забоя является обозначение способа освоения скважины техническим заданием, то есть предусмотрены работы по многостадийному гидроразрыву пласта. В связи с этим приоритетна конструкция эксплуатационного забоя закрытого типа (с разрывными муфтами).

Указанный способ заканчивания позволит добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков и является наиболее экономичным и менее трудозатратным, нежели иные.

Обобщив, выбираем полностью цементируемую эксплуатационную колонну в качестве способа заканчивания скважины.

2.2.2 Построение совмещённого графика давлений

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых давлений.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. В приложении Д представлен график совмещенных давлений.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

С целью обеспечения циркуляции бурового раствора с применением вертикальных шламовых насосов в процессе бурения интервалов под направление и кондуктор, проектируем предварительную раскопку шахты размерами $2 \times 2 \times 1,5$ м и установку в неё металлического короба.

Четвертичные отложения простираются до глубины в 50 м, поэтому направление спускаем на глубину 60 м, дабы перекрыть их на 10 м.

Параметры подбора глубины спуска кондуктора указаны в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Глубина спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	Ю ₁	Ю ₁₃	Ю ₁₇	PZ
Глубина кровли продуктивного пласта L _{кр} , м	2685	3180	3270	3300
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта Г _{пл} , кгс/см ² /м	0,102	0,102	0,105	0,105
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора Г _{грп} , кгс/см ² /м	0,200	0,170	0,170	0,170
Плотность нефти ρ _н , кг/м ³	700	650	600	600
Расчётные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	273,87	324,36	343,35	346,5
Минимальная глубина спуска кондуктора L _{конд min} , м	750	1260	1470	1480
Минимальный запас	1,10	1,10	1,08	1,08
Принимаемая глубина спуска кондуктора, м	1480			

Однако глубина спуска кондуктора получилась достаточно протяженная. В целях предотвращения различных осложнений проектируется техническая колонна. Кондуктор опускается до 1000 метров в соответствии с известными осложнениями. Техническая колонна же спускается до глубины 2300 метров в соответствии с дальнейшими осложнениями.

Согласно технического задания глубина спуска эксплуатационной колонны до 3315 метров.

Исходя из геологических характеристик и совмещённого графика давлений, запроектирована следующая конструкция скважины: направление, кондуктор, техническая колонна, эксплуатационная колонна.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- а) направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- б) эксплуатационная и промежуточная колонна цементируется с учётом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м.

Все интервалы цементирования представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	по вертикали	по горизонтали
Направление	0-60	0-60
Кондуктор	60-1000	60-1049
Техническая колонна	1000-2300	1049-2431
Эксплуатационная колонна	2300-3315	2431-4340

2.2.5 Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны.

На рисунке 2.2.1 и в таблице 2.3.2 отображена проектная конструкция скважины.

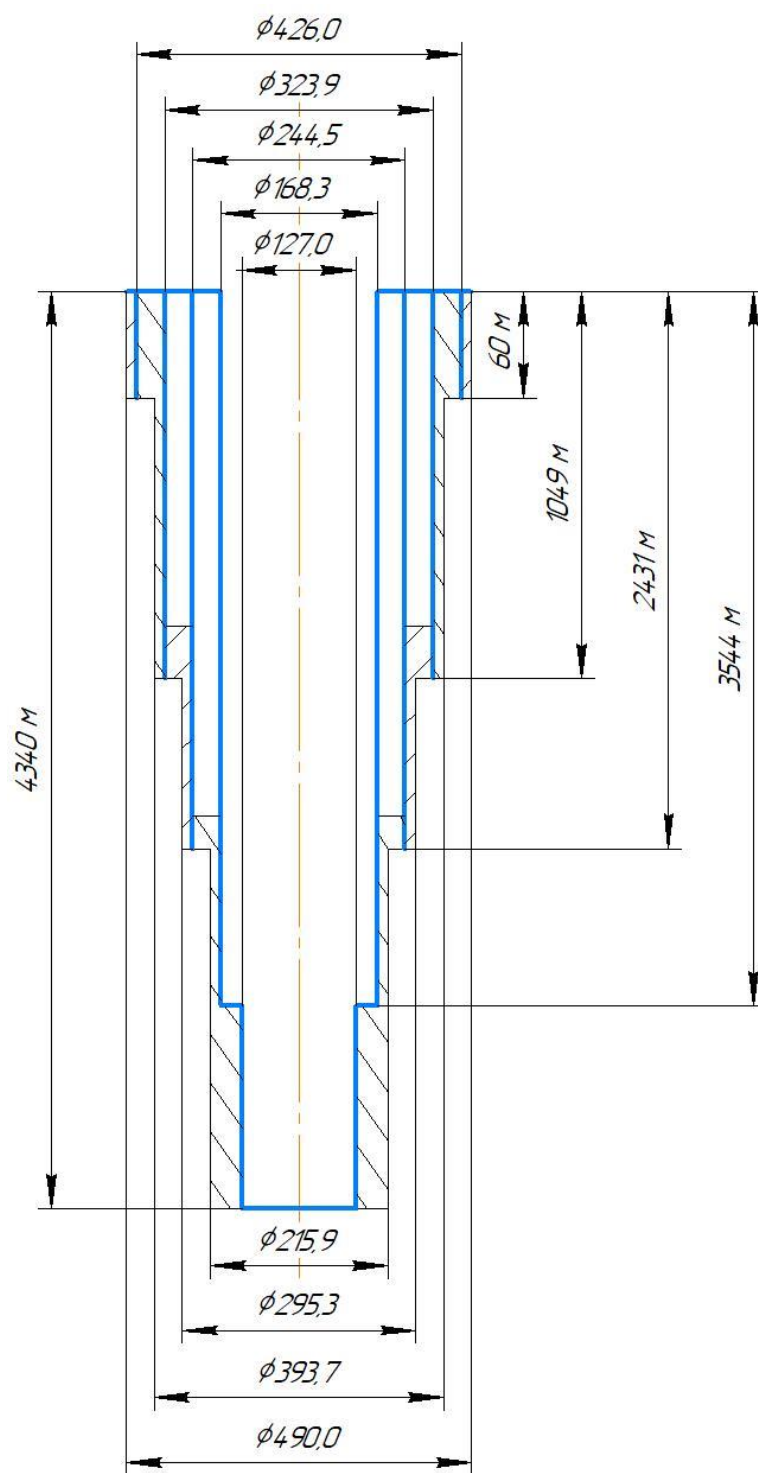


Рисунок 2.2.1 – Конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$.

Расчёт давления опрессовки основан на максимальном давлении на устье при флюидопроявлении $P_{му}$. Так как в разрезе присутствуют нескольких

нефтеносных пластов, то за $P_{\text{му}}$ берётся наибольшее из полученных значений, соответствующее целевому продуктивному пласту. Результаты расчётов давления опрессовки приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Результаты расчётов давления опрессовки

Наименование параметра	Нефтеносный пласт			
	Ю ₁	Ю ₁₃	Ю ₁₇	PZ
Глубина залегания кровли пласта, м	2685	3180	3270	3300
Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	0,102	0,102	0,105	0,105
Плотность нефти, кг/м ³	700	650	600	600
Пластовое давление в кровле пласта, кгс/см ²	273,87	324,36	343,35	346,50
Пластовое давление в кровле пласта, МПа	27,387	32,436	34,335	34,650
Давление насыщения попутного газа в пластовых условиях, МПа	9,6	9,6	9,6	9,6
Относительная плотность газа по воздуху	0,936	0,936	0,936	0,936
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	9,60	12,16	15,08	15,23
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	10,60	13,38	16,59	16,75
Давление опрессовки колонны, МПа	11,60	14,7	18,25	18,43

С учетом полученных значений выбирается тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны: ОКО2-21-168х245х324.

В качестве схемы обвязки противовыбросового оборудования выбирается шестая схема ОП5-425/80х21.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по стволу, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	направление	роторный
60-1049	кондуктор	с применением ГЗД (ВЗД)
1049-2431	техническая колонна	с применением ГЗД (ВЗД)
2431-4340	эксплуатационная колонна	с применением РУС

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица 2.3.2 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-60	60-1049	1049-2431	2431-4340
Шифр долота		III 490,0 МЗ-ЦВ	БИТ 393,7 В Т 613 УВМ	БИТ 295,3 В Т 616 УВМ	БИТ 215,9 В Т 613 ТУВМ
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МСЗ	СЗ	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-177	3-152	3-117
	API	6 5/8 FH	7-5/8 REG	6-5/8 REG	4-1 /2 REG
Длина, м		0,63	0,465	0,302	0,295
Масса, кг		310	188	120	98

Для бурения интервала под направление проектируется трех-шарошечное долото диаметром 490,0 мм с центральной промывкой и подшипниках с телами качения и одним или более упорных подшипниках скольжения, или без упорных подшипников скольжения, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и абразивными горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется шести-лопастное долото PDC диаметром 393,7 мм с опциями УВМ. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними абразивными горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется шести-лопастное долото PDC диаметром 295,3 мм с опциями УВМ. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними абразивными горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется шести-лопастное долото PDC диаметром 215,9 мм с опциями УВМ и конструктивной особенностью ТУ. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Все долота представлены в таблице 2.3.2.

2.3.3 Выбор калибратора

Таблица 2.3.3 – Характеристики калибратора по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-1049	1049-2431	2431-4340
Шифр калибратора		К-490 МС	К-393,7 МС	К-295,3 МС	КС-215,9 СТ
Тип калибратора		лопастной с прямыми лопастями	лопастной с прямыми лопастями	лопастной с прямыми лопастями	лопастной с прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		490,0	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МСЗ	СЗ	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-177	3-152	3-117
	API	6 5/8 FH	7-5/8 REG	6-5/8 REG	4-1 /2 REG
Длина, м		1,150	1,270	0,873	0,350
Масса, кг		560	400	290	37,3

Для бурения этих интервалов спроектированы калибраторы диаметрами 490,0 мм; 393,7 мм, 295,3 мм и 215,9 мм, которые предназначены для калибровки ствола скважины, центрирования и улучшения работы долота и забойного двигателя, управления параметрами искривления ствола скважины. Калибраторы типа К имеет прямые лопасти, а калибраторы типа КС – спиральные лопасти. Калибраторы представлены в таблице 2.3.3.

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Таблица 2.3.4 – Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-1049	1049-2431	2431-4340
Исходные данные				
D _д , см	49,0	393,7	295,3	215,9
G _{пред} , кН	80	80	120	150
Результаты проектирования				
G _{доп} , кН	64	64	96	120
G _{проект} , кН	64	64	96	120

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно этой же методике и представлены в таблице 2.3.4.

2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Таблица 2.3.5 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-1049	1049-2431	2431-4340
Исходные данные				
V _д , м/с	3,0	2	2	2
D _д	м	0,4900	0,3937	0,2953
	мм	490,0	393,7	295,3
τ, мс	6	6	6	6
z	28	-	-	-
α	0,8	0,7	0,7	0,5
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин	117	97	129	177
n ₂ , об/мин	232	-	-	-
n ₃ , об/мин	818	682	511	404
n _{стат} , об/мин	60	60	80	120
n _{проект} , об/мин	60	60	80	120

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Сравнивая с производственными частотами вращения, производится корректировка частот вращения до максимальных статистических значений. Все результаты представлены в таблице 2.3.5.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота. Запроектированные параметры забойного двигателя и технические характеристики его представлены соответственно в таблицах 2.3.6 и 2.3.7.

Таблица 2.3.6 – Проектирование частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-1049	1049-2431	2341-4340
Исходные данные					
D _д	м	0,4900	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490,0	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		64	64	96	120
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		392	315,0	236,2	173,7
M _р , Н*м		4104,2	3313,7	3690,1	3396,0
M _о , Н*м		245	196,9	147,7	108,0
M _{уд} , Н*м/кН		60,3	48,7	36,9	27,4

Для интервала бурения 60-1049 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Sperrydrill 11-1,4", который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-210.4/5.62, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении мягких и средних горных пород. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.41, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Таблица 2.3.7 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Sperrydrill 11-1,4"	60-1049	268,5	9,434	3262	37-76	62-155	39,0	114-430
ДГР-210.4/5.62	1049-2431	210,0	9507	1732	19-57	72-228	12,2	90-283
ДГР1-240.7/8.41	2431-4340	240,0	8270	1756	30-50	84-144	16	90-191

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В приложении Е представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Под направление выбираем бентонитовый раствор, который предназначена для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление).

Кондуктор и техническая колонна. При бурении интервала под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров – структурообразователей, поддержание низкой температуры, образование прочной фильтрационной корки, создание высокой скорости потока раствора. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами (полимерглинистый раствор).

Эксплуатационная колонна. Так как по техническому заданию требуется вскрытие пласта на РУО, то под эксплуатационную колонну выбирается РУО. РУО применяются при бурении скважин с большим горизонтальным участком ствола скважины, в зоне осыпающихся аргиллитов, в том числе для вскрытия продуктивного пласта.

Для направления, кондуктора, технической колонны и эксплуатационной колонны используются химические реагенты компании ЗАО «Русхимсеть».

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

На рисунке 2.3.1 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

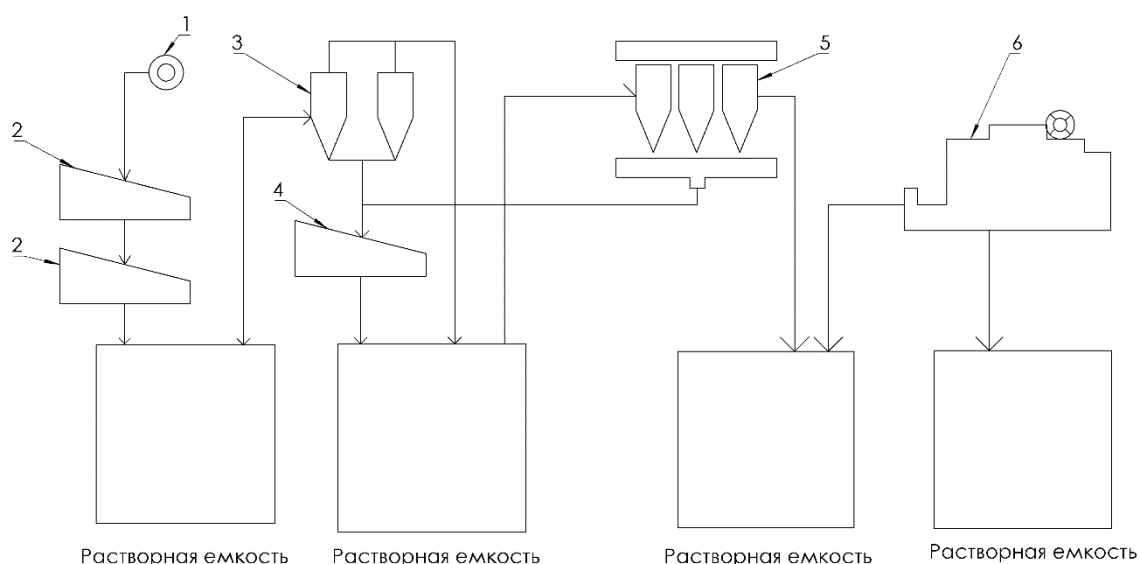


Рисунок 2.3.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито ЛВС-1; 3 – пескоотделитель ГП-60/300; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45М; 6 – центрифуга ОГШ-50.

В Приложении Ж приведен компонентный состав бурового раствора.

2.3.9 Выбор гидравлической программы 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 приложении 3.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

После расчетов наружных избыточных давлений для технической колонны имеем (Рисунок – 2.4.1):

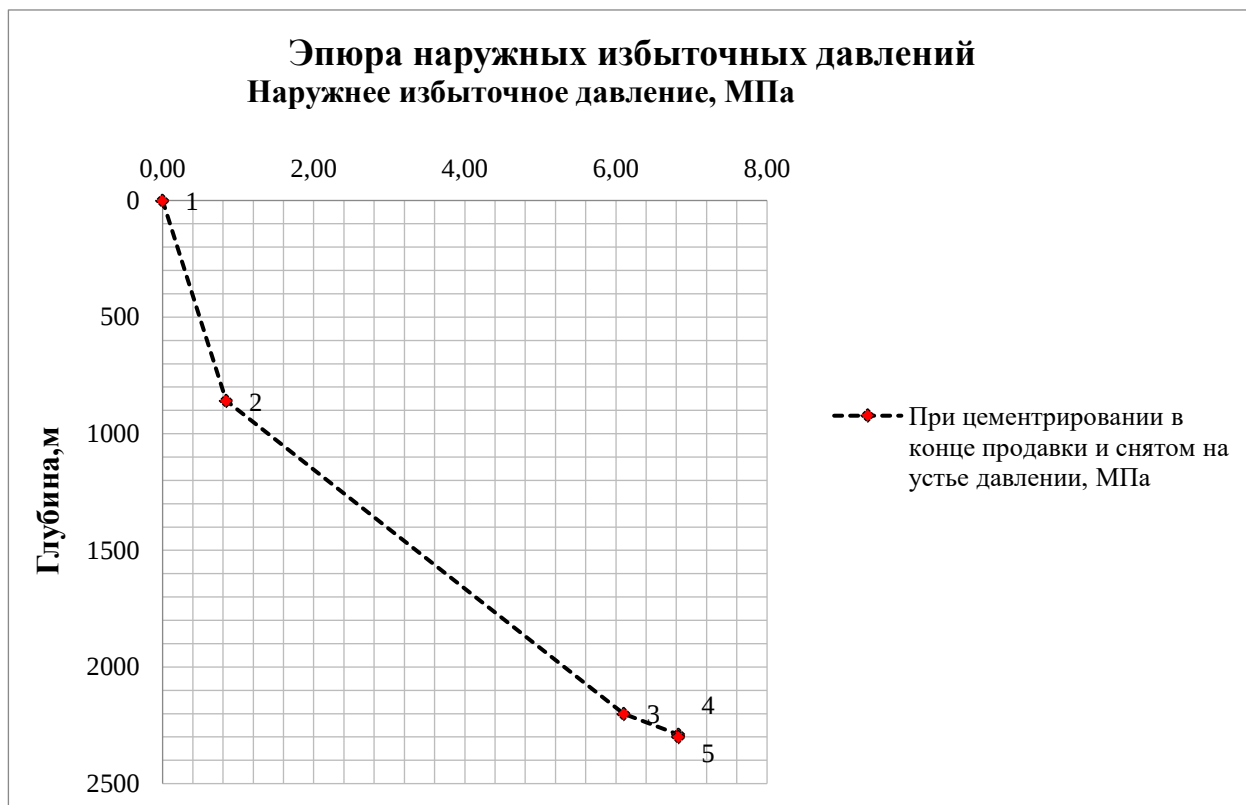


Рисунок 2.4.1 – Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении

После расчетов наружных избыточных давлений для кондуктора имеем (Рисунок – 2.4.2):

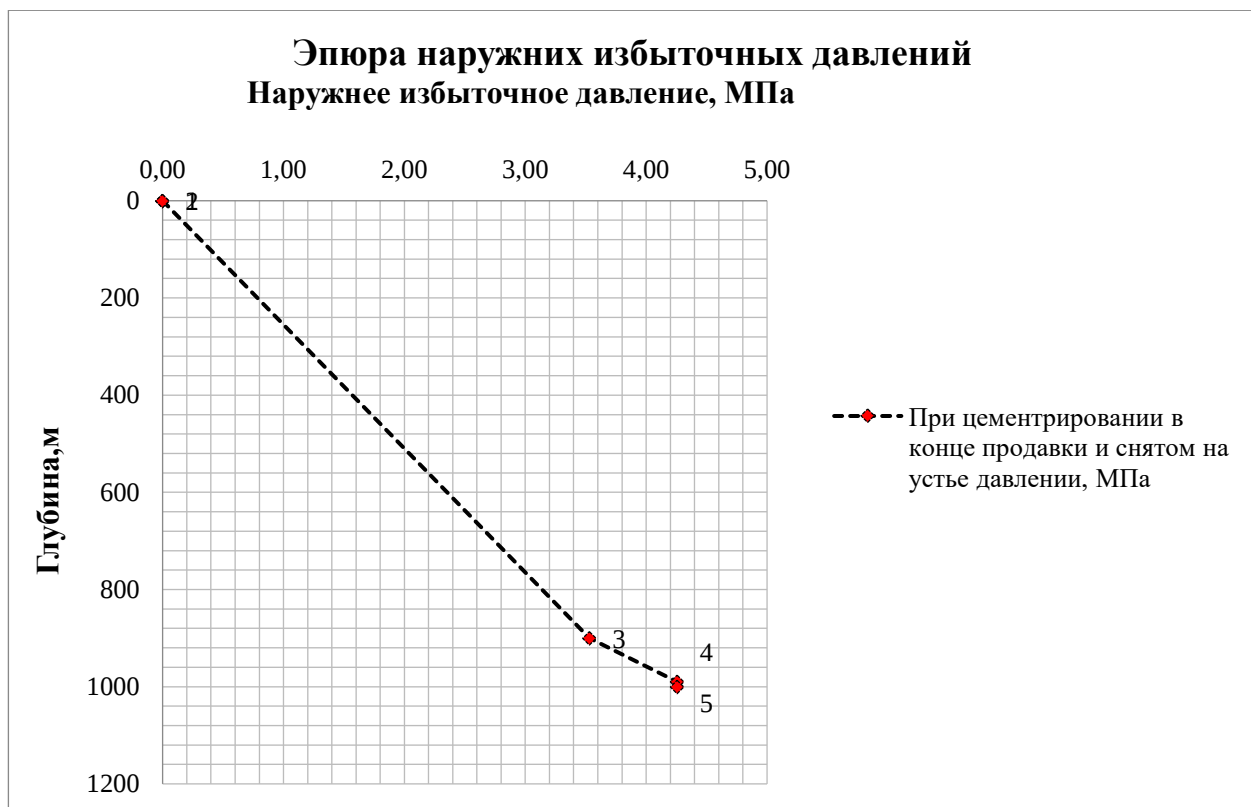


Рисунок 2.4.2 – Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении

После расчетов наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны имеем (Рисунок – 2.4.3):

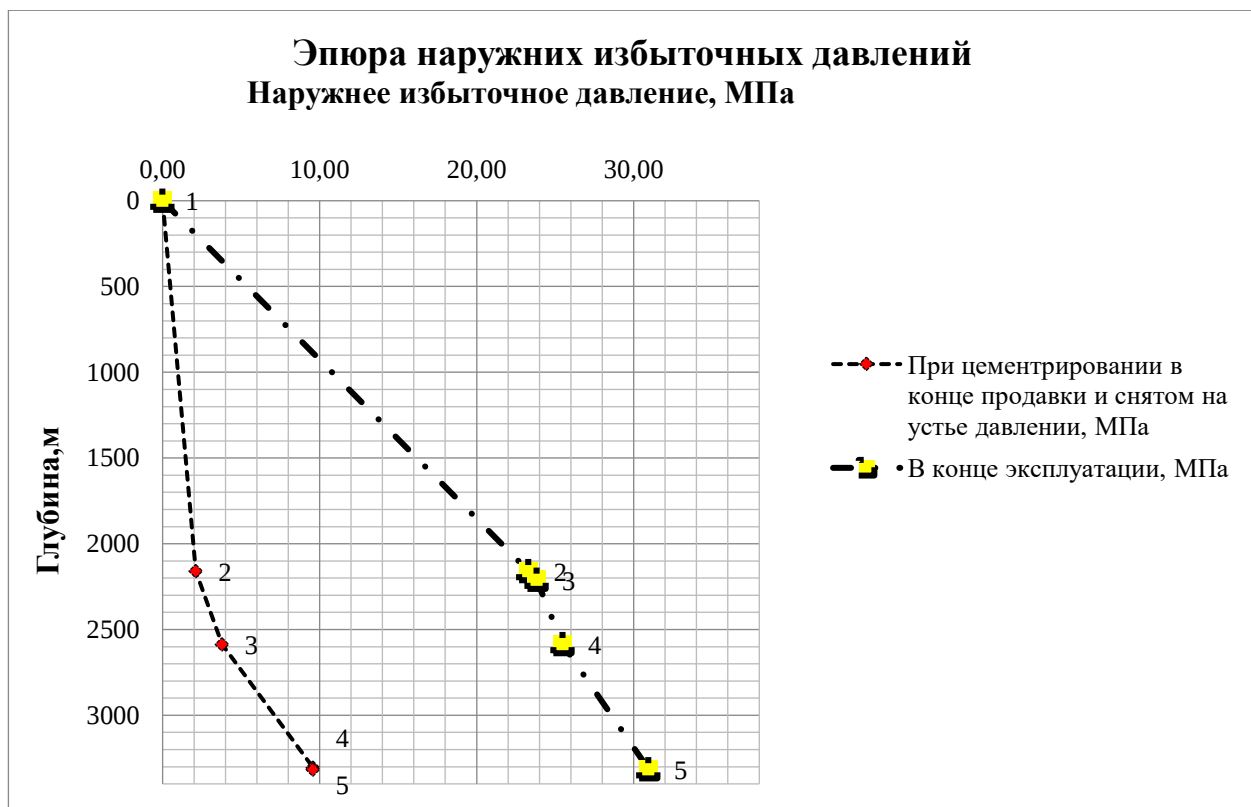


Рисунок 2.4.3 – Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

После расчетов внутренних избыточных давлений для технической колонны имеем (Рисунок – 2.4.4):

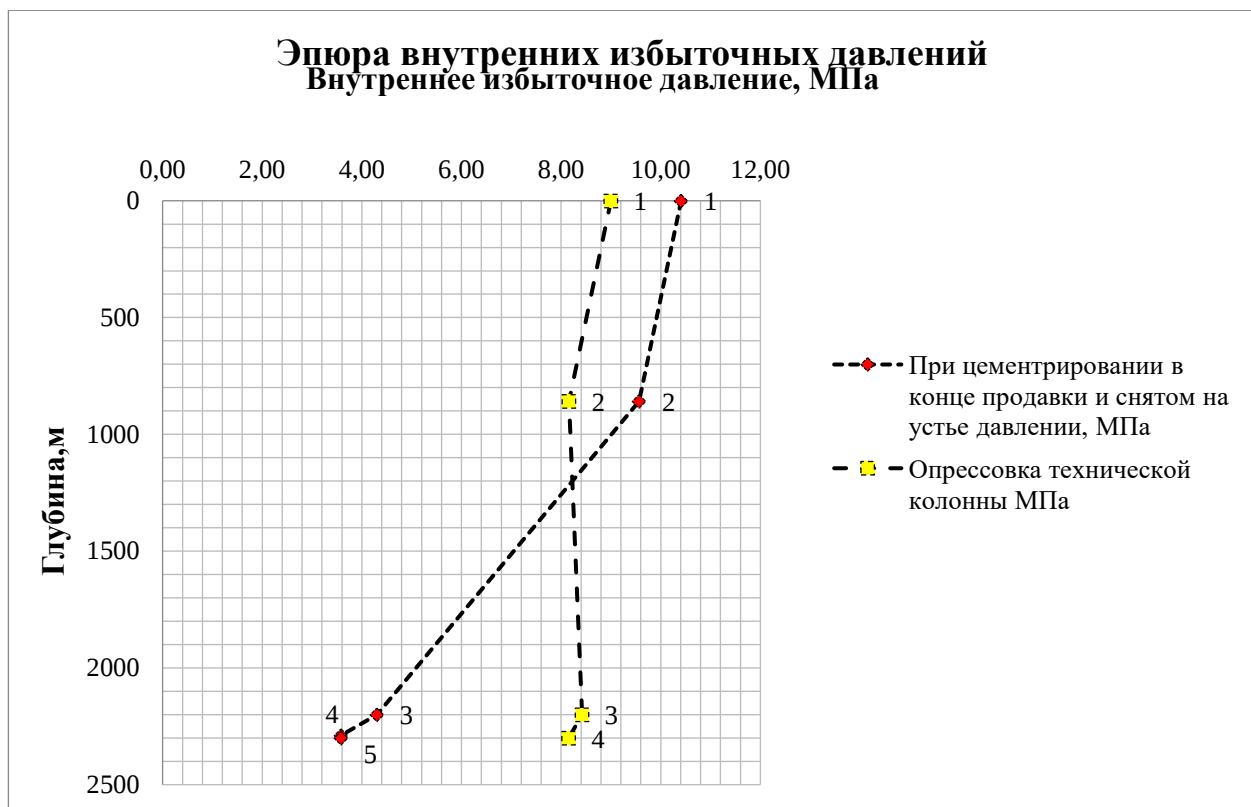


Рисунок 2.4.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки на снятом устье давлении и опрессовка технической колонны

После расчетов внутренних избыточных давлений для кондуктора имеем (Рисунок – 2.4.5):

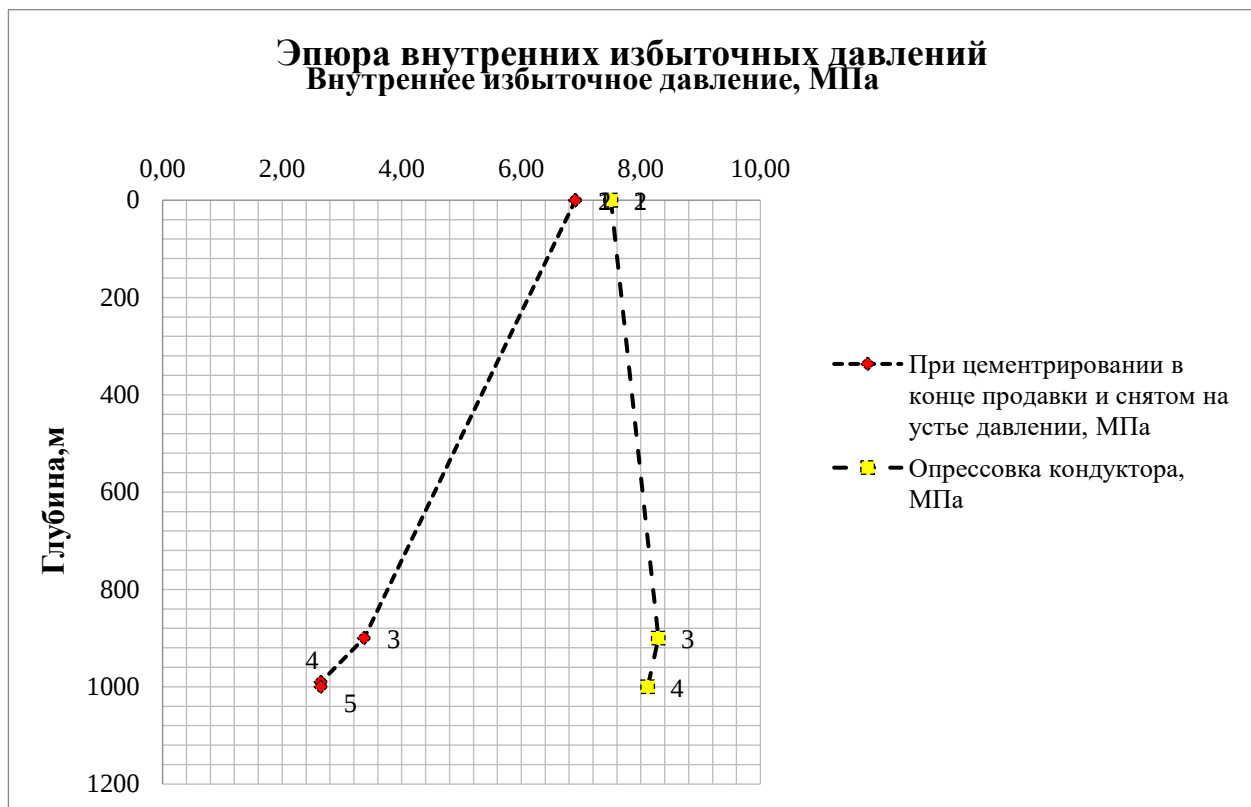


Рисунок 2.4.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки на снятом устье давлении и опрессовка кондуктора

После расчетов внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны имеем (Рисунок – 2.4.6):

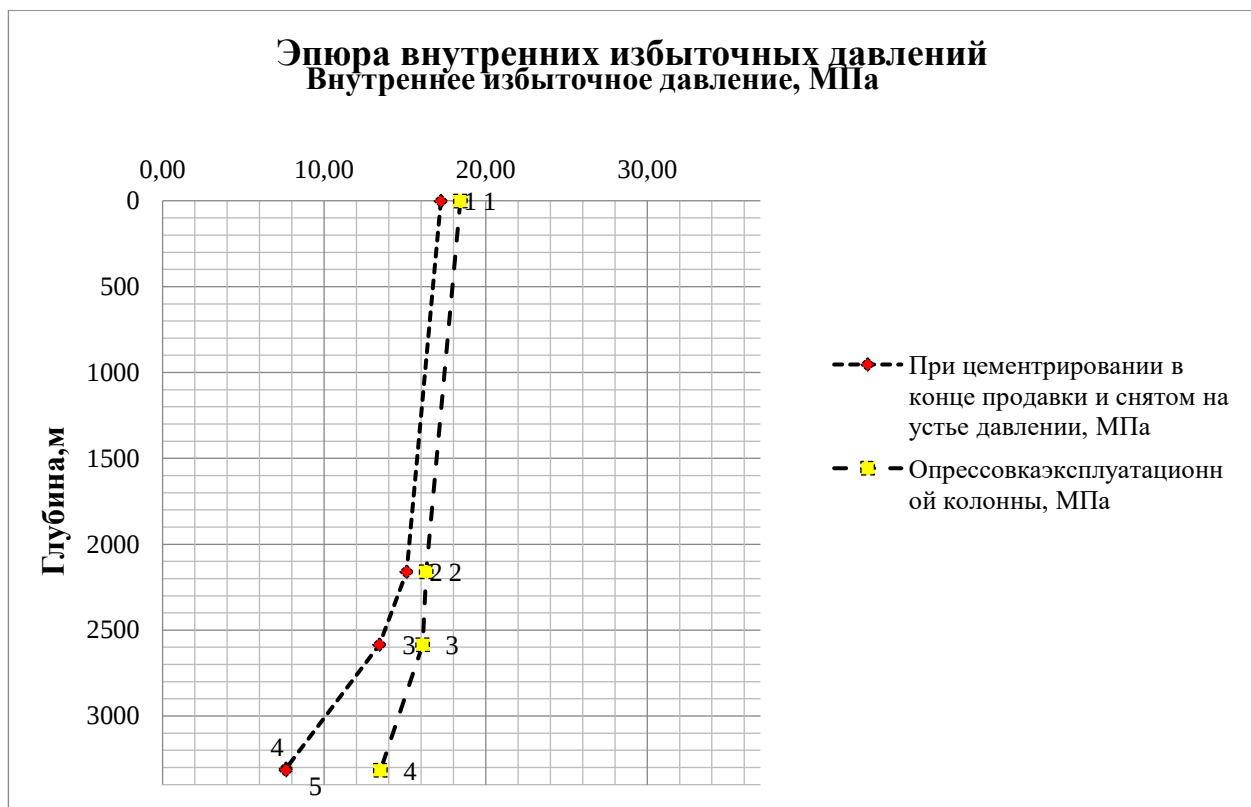


Рисунок 2.4.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки на снятом устье давлении и опрессовка эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

После расчетов конструирования обсадной колонны по длине имеем (Таблица 2.4.1):

Таблица 2.4.1 – Характеристика запроектированных секций обсадных колонн

№ секций	Диаметр труб, мм	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
1	426,0	треугольная	Д	10,0	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор									
1	323,9	ОТТМ	Д	9,5	1049	74,6	78260	78260	0-1049
Техническая колонна									
1	244,5	ОТТМ	Д	7,9	2431	47	114260	114260	0-2431
Эксплуатационная колонна									
1	127,0	ОТТМ	Е	7,5	796	19,2	17590	125990	4340-3544
1	168,3	ОТТМ	Е	8,9	104	35,4	3680		3544-3440
2		ОТТМ	Е	8,0	1297	32,0	41500		3440-2143
3		ОТТМ	Е	7,3	2143	29,4	63220		2143-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Из условия технического задания способ цементирования эксплуатационной колонны: двухступенчатый способ цементирования.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

По расчетам объема тампонажной смеси имеем (Таблица 2.4.2.):

Таблица 2.4.2 – Объемы тампонажной смеси для двух ступеней цементирования

1 ступень					
Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Тампонажный раствор нормальной плотности	34,86392317	1820	20,93927	Цемент ПЦТ - II - 150	47589,26
				Нитрилотриметилфосфоновая кислота	14,29421
2 ступень					
Облегченный тампонажный раствор	9,395558044	1400	7,401531533	Цемент ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	7082,805294
				Нитрилотриметилфосфоновая кислота	3,852178798
Тампонажный раствор нормальной плотности	10,89039424	1820	6,540770782	Цемент ПЦТ - II - 150	14865,38814
				Нитрилотриметилфосфоновая кислота	4,46506164

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

По расчетам объема буферной и продавочной жидкостей имеем (Таблица 2.4.3.):

Таблица 2.4.3 – Объемы буферной и продавочной жидкостей для двух ступеней цементирувания

1 ступень					
Наименование жидкости	Объем жидкости, м3	Плотность жидкости, кг/м3	Объем воды для приготовления жидкости, м3	Наименование компонента	Масса компонента, кг
буф1	2,757471699	1050	2,75747	МБП-МВ	41,3621
буф2	11,0298868	1050	11,0299	МБП-СМ	772,092
прод	11,18265035	1030	-	-	-
2 ступень					
буф1	1,912636567	1050	1,912636567	МБП-МВ	28,68954851
буф2	7,65054627	1050	7,65054627	МБП-СМ	535,5382389
прод	73,58949743	1030	-	-	-

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирувочного оборудования

После расчета необходимого количества цементирувочного оборудования имеем (Рисунок 2.4.7; Рисунок 2.4.8.):

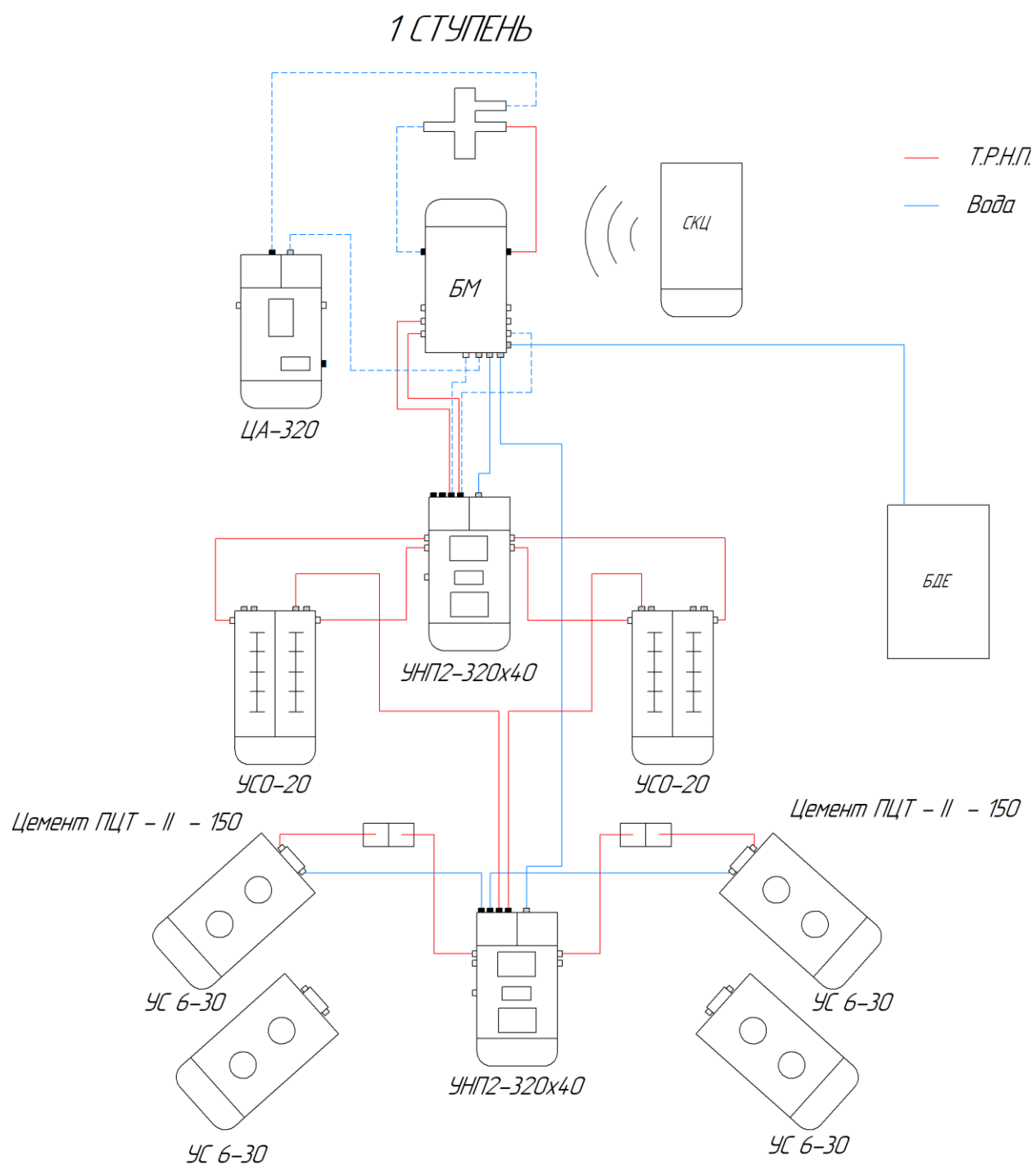


Рисунок 2.4.7 – Расстановка цементировочной техники для 1 ступени
цементирования

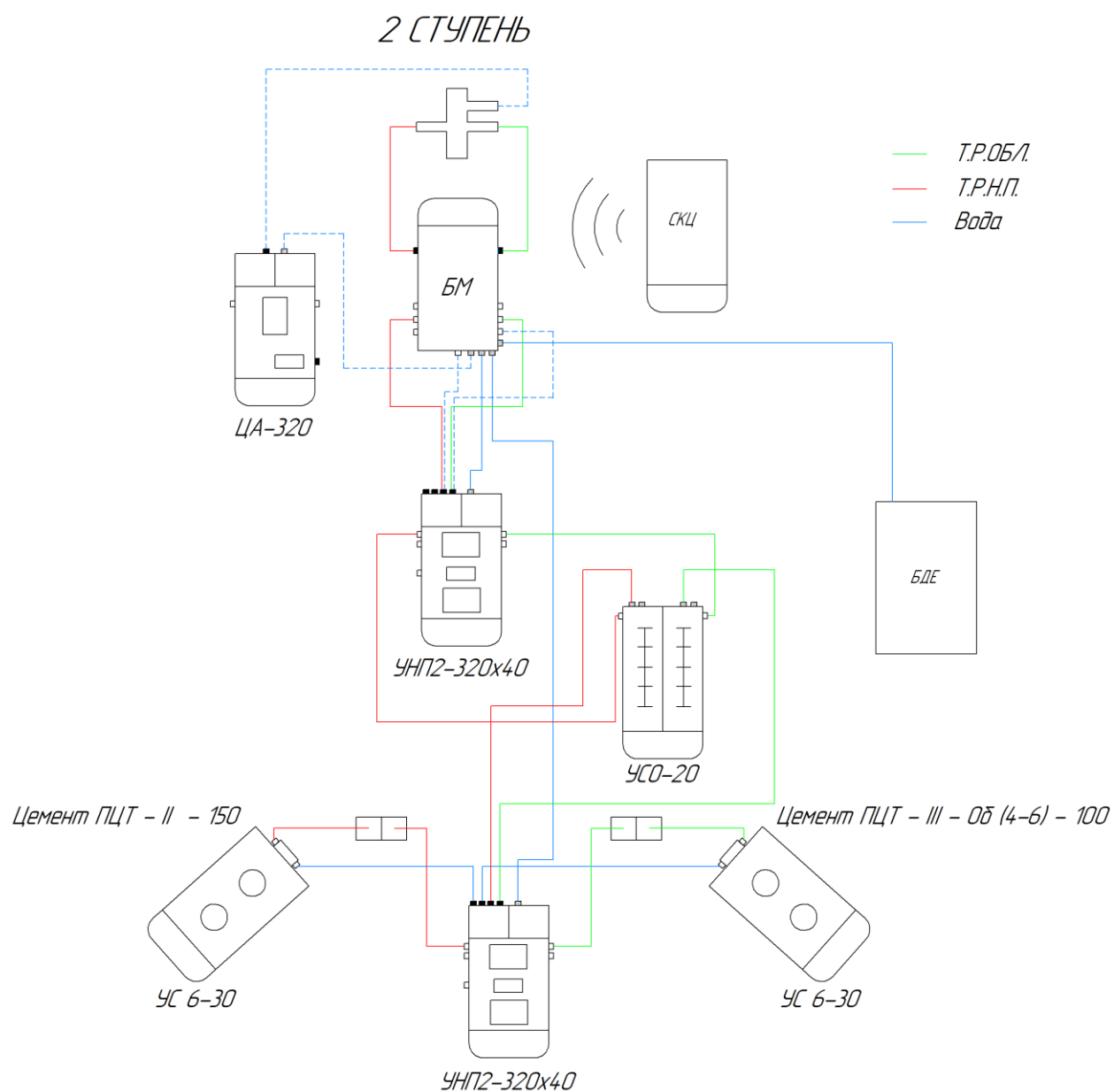


Рисунок 2.4.8 – Расстановка цементировочной техники для 2 ступени цементирования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Интервалы продуктивных пластов представлены в таблице 2.4.4. Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 2.4.5.

Таблица 2.4.4 – Интервалы продуктивных пластов

Пласт	Флюид	Интервал залегания, м
J2-3 (пласт Ю1)	нефть	2685-2715
J2 (пласт Ю13)	нефть	3180-3210
J1 (пласт Ю17)	нефть	3270-3300
Pz	нефть	3300-3330

Для цементирования эксплуатационной колонны применяется МСЦ. Она расположена в конце эксплуатационной колонны диаметром 168 мм.

Таблица 2.4.5 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, типоразмер, производитель	Интервал установки, м		Количество элементов в интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 426	БКМ-426 «Нефтемаш»	60	60	1	1
	ЦКОДУ-426 «Нефтемаш»	50	50	1	1
	ЦПЦ-426/490 «КубаньБурМаш»	0	60	4	4
	ПРП-Ц-В-426 «Нефтемаш»	50	50	1	1
Кондуктор, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	1049	1049	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	1039	1039	1	1
	ЦПЦ-324/394 «Нефтемаш»	0	1049	43	43
	ПРП-Ц-В-324 «Нефтемаш»	1039	1039	1	1

Продолжение таблицы 2.4.5.

Техническая колонна, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	2431	2431	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	2421	2421	1	1
	ЦПЦ-245/324 «Нефтемаш»	0	1049	29	80
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	1049	2431	51	
	ПРП-Ц-В-245 «Нефтемаш»	2420	2420	1	1
	ПРП-Ц-Н-245 «Нефтемаш»	2421	2421	1	1
Эксплуатационная, секция 168 мм	ЦПЦ-168/245 «Нефтемаш»	0	2431	67	98
	ЦПЦ-168/208 «Нефтемаш»	2431	3228	31	
	ЦТГ 178/216 «Нефтемаш»	0	400	20	20
	ПРП-Ц-Н-168 «Нефтемаш»	3227	3227	1	1
	ПРП-Ц-В-168 «Нефтемаш»	3226	3226	1	1
	МСЦ-168 «ИнРул Бурение»	3227	3228	1	1
Эксплуатационная, секция 127 мм	БКОК-127 «УралНефтеМаш»	4340	4340	1	1
	ЦКОДУ-127 «Нефтемаш»	4330	4330	1	1
	ЦПЦ-127/208 «Нефтемаш»	3228	4340	115	115
	ЦТГ 127/208 «Нефтемаш»	2840	4340	7	7
	ПХГМЦ. 127/168 «ЗЭРС»	4336	4340	1	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

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

Плотность жидкости глушения определяется по формуле 2.4.1:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 34,8 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3315} = 1123,6 \text{ кг/м}^3 \quad (2.4.1)$$

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле 2.4.2:

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 \cdot H = \frac{3,14}{4} \cdot 0,1456^2 \cdot 3315 = 55,16 \text{ м}^3 \quad (2.4.2)$$

2.5 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимальный вес обсадной колонны (Таблица – 2.5.1), была выбрана буровая установка БУ 5000/320 ЭК-БМЧ.

Таблица 2.5.1 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	154,91	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,07
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	221,94	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,44
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	288,52	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 Перфорация скважин

Предназначение перфорации

Перфорация скважины предназначена для сообщения скважины с пластом. Это сообщение используется для различных целей, таких, как извлечение углеводородов и закачка технологической жидкости в пласт коллектор. [5]

3.1 Классификация перфораций

3.1.1 Пулевая перфорация

Пулевая перфорация представляет из себя перфоратор (Рисунок 3.1) небольших размеров, который спускают на кабеле в скважину на определенный интервал и производят детонацию пуль. [6]

Данный вид перфорации создает несколько неглубоких отверстий при невысокой стоимости оборудования, однако создает растрескивание цементного камня, что может привести к необратимым последствиям. [7]

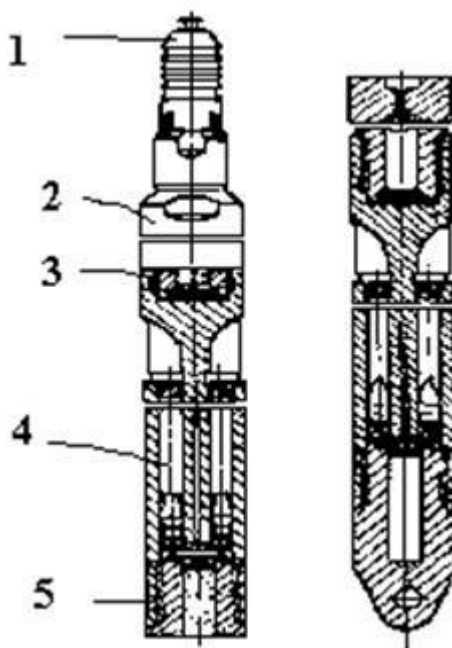


Рисунок 3.1 – Пулевая перфорация

1 – ловильная головка; 2 – верхняя секция; 3 – запальное устройство;
4 – камера; 5 – нижняя секция.

3.1.2 Кумулятивная перфорация

Отличие кумулятивной перфорации от пулевой состоит в том, что в кумулятивной перфорации используется узкий, сфокусированный взрывной поток газа, который и проделявает отверстие, глубиной около 350 мм и диаметром 9-15 мм. За один спуск перфоратор (Рисунок 3.2) проделявает около 10-14 отверстий в пласте. К преимуществам и недостаткам можно отнести те же факторы, что и у пулевой перфорации. [7],[8]

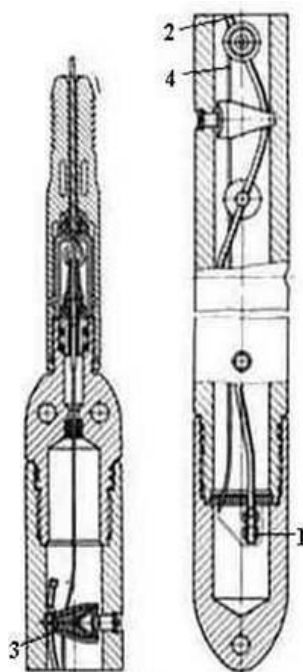


Рисунок 3.2 – Кумулятивная перфорация

1 – взрывной патрон; 2 – детонирующий шнур; 3 – кумулятивный заряд; 4 – электропровод.

3.1.3 Гидропескоструйная перфорация

Гидропескоструйный перфоратор (Рисунок 3.3) представляет из себя простейшую конструкцию из корпуса, в который вставлены гидромониторные насадки, стойкие к высоким абразивным нагрузкам, через которые в дальнейшем подается гидроабразивная жидкость под давлением. [9]

Этот метод перфорации более щадящий и совершенный, чем два предыдущих, однако требует точного соблюдения технологии. Данный метод перфорации нельзя использовать в пластах, склонных к поглощению жидкости.

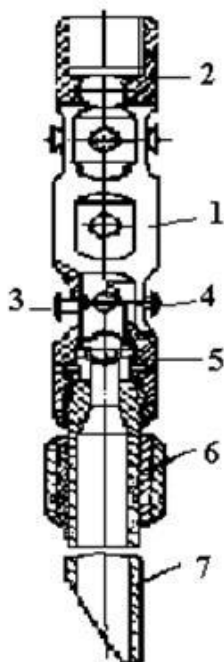


Рисунок 3.3 – Гидропескоструйная перфорация

1 – корпус; 2 – шар опрессовочного клапана; 3 – узел насадки; 4 – заглушка; 5 – шар промывочного клапана; 6 – хвостовик; 7 – центратор.

3.1.4 Гидромеханическая щелевая перфорация

Гидромеханический щелевой перфоратор (Рисунок 3.4) создает перфорацию при помощи двух механизмов. Первый механизм пилит диском колонну и цементный камень, а второй при помощи гидроабразивной жидкости создает щель небольшой глубины. При помощи двух каналов промывки и двух шаров происходит переключение режимов перфоратора из нерабочего состояния в рабочее. [10]

Данный вид перфорации самый совершенный и щадящий, однако имеет небольшой ресурс и неглубокие перфорационные щели.



Рисунок 3.4 – Гидромеханическая щелевая перфорация

3.1.5 Перфобур

Перфобур предназначен не только для перфорации скважины при заканчивании, но и для восстановления уже существующих простаивающих скважин. Технологически это пробуренный маленьким долотом канал, глубиной около 40 м, который может предназначаться для любых операций, которые требуют отверстие, диаметром 50 мм. На рисунке 3.5 можно увидеть схему бурения данным перфоратором в горизонтальной и вертикальной проекции.

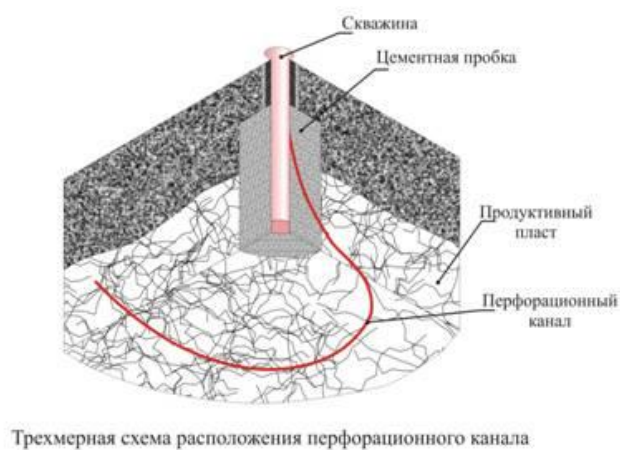


Рисунок 3.5 – Схема расположения перфорационного канала и радиальная проекция перфорационных каналов

Принцип работы перфобура (Рисунок 3.6) состоит в том, что в обсадную колонну спускается перфобур на колонне НКТ с отклонителем (уипсток), труботолкателем, которые толкают ВЗД и долото вглубь породы, которое пробуривает отверстие. [11]

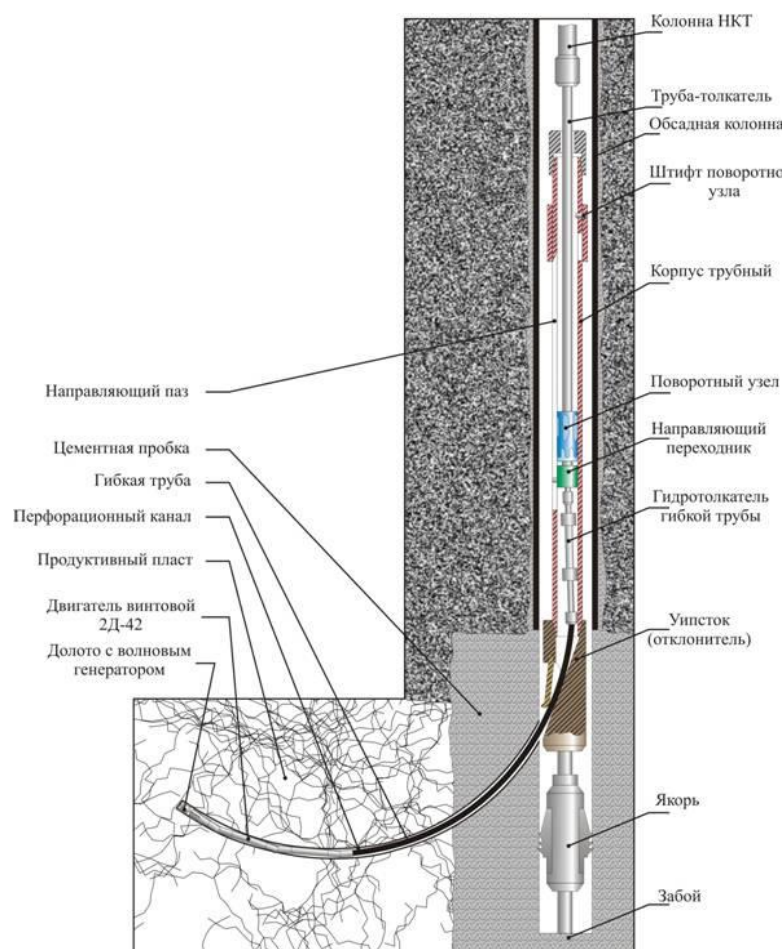


Рисунок 3.6 – Конструктивная схема перфобура

3.1.6 Сверлящая перфорация

Сверлящий перфоратор (Рисунок 3.7) представляет из себя корпус, состоящий из гидроцилинров, которые закрепляют перфоратор на определенном интервале, гидромотор, который подает мощность к буру и направляющей, которая искривляет траекторию и позволяет буру войти в пласт.

Данный вид перфорации является одним из самых щадящих видов, однако применение не нашел из-за слишком малых по длине отверстий.

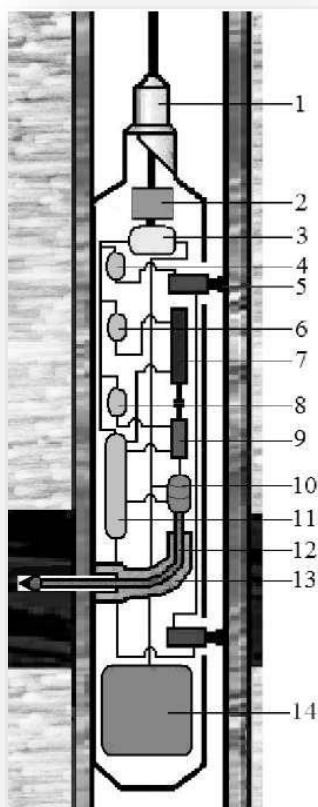


Рисунок 3.7 – Сверлящий перфоратор

1 – головка; 2 – электродвигатель; 3 – насос; 4 – распределитель управления гидроцилиндрами фиксации; 5 – гидроцилиндры фиксации; 6 – распределитель управления гидроцилиндром подачи бура; 7 – гидроцилиндр подачи бура; 8 – распределитель управления гидроцилиндром перфорации; 9 – гидроцилиндр перфорации; 10 – гидромотор; 11 – бак; 12 – бур на гибком валу; 13 – криволинейная направляющая; 14 – гидроаккумулятор.

3.1.7 Перфорационные системы компании «PetroJet»

Перфорационные системы компании «PetroJet» (Рисунок 3.8) представляют из себя технологию, похожую на технологию сверлящей перфорации, однако здесь используется бурение с использованием колтубинга, что позволяет проникать намного глубже, чем сверлящий перфоратор. После каждого пробуерного отверстия, при помощи специально созданной телеметрии, которая способна проходить через гибкий отклонитель, измеряют

радиус кривизны. Затем при помощи специально созданного гибкого щелевого фильтра (Рисунок 3.9) забой забивается гравийной набивкой, что позволяет регулировать фильтрацию поступающих углеводородов. К преимуществам данной технологии можно отнести то, что ее можно использовать в рыхлых терригенных породах, однако сложно регулировать траекторию бурения каждого отверстия.

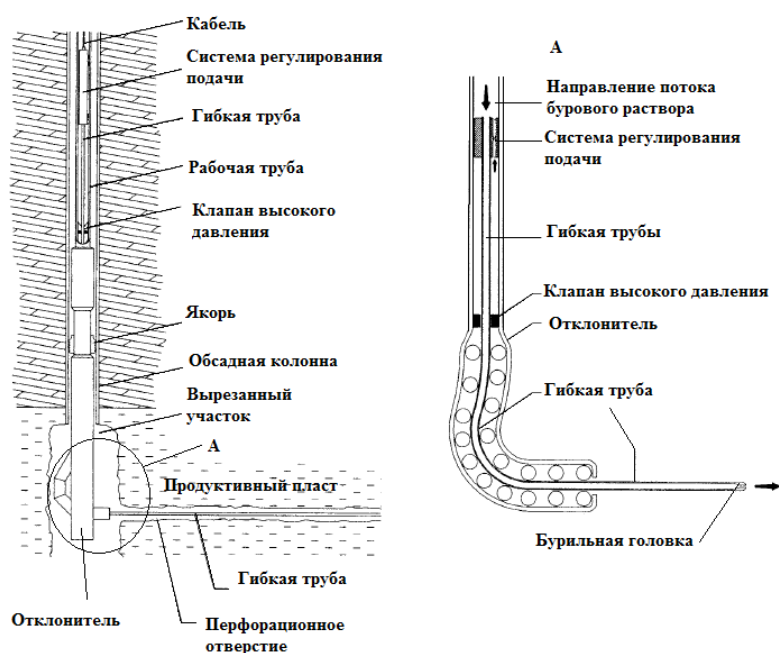


Рисунок 3.8 – Перфорационная система «Petrojet»

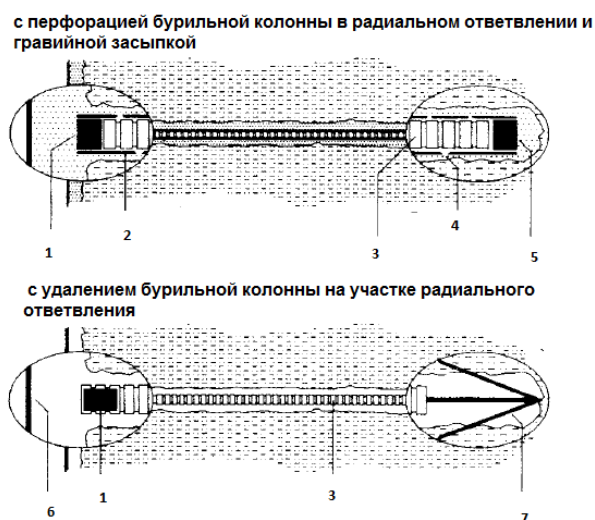


Рисунок 3.9 – Гибкий щелевой фильтр

- 1 – концевой фильтр; 2 – перфорированная бурильная колонна с радиальным ответвлением; 3 – фильтр; 4 – гравийная засыпка; 5 – носовой фильтр; 6 – вертикальный щелевой хвостовик в интервале расширения вертикального (основного) ствола скважины; 7 – пикообразный расширяющийся якорь.

3.1.8 Технология «RadTech» радиального бурения каналов большой протяженности

Технология «RadTech» представляет из себя технологию, похожую на гидropескоструйную и компании «PetroJet». Однако в отличии от гидropескоструйной здесь используется гибкие трубы, что позволяют проникать глубже в пласт, а от перфорационной системы «PetroJet» отличается тем, что здесь не используется бурильная головка. Бурение происходит только при помощи гидроабразивной жидкости. Каналы получают глубиной до 100 м и диаметром около 50 мм. Этапы строительства каналов можно увидеть на рисунке 3.10.

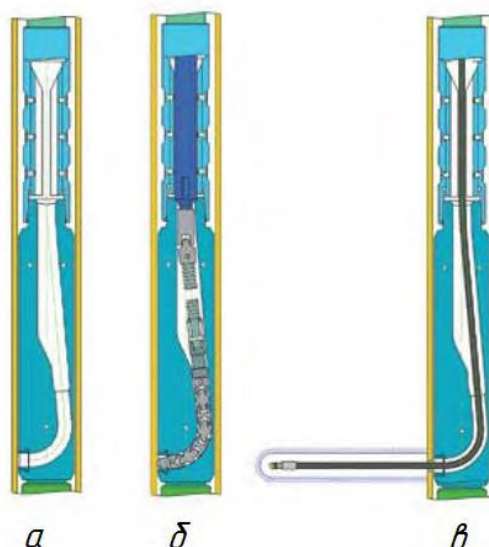


Рисунок 3.10 – Этапы строительства радиальных каналов

а – спуск направляющей компоновки; б – фрезерование обсадной колонны с использованием ВЗД; в – гидромониторное вскрытие продуктивного пласта.

3.1.9 Зондовая перфорация

Зондовая перфорация была придумана в СССР в 80-ых годах с целью создать более щадящую перфорацию скважины, но дальше испытаний (Рисунок 3.11, 3.12) нигде не применялась. Данный метод повторяет технологию «RadTech», но вместо гидроабразивной жидкости использует жидкость без абразива и подает её под давлением 250 МПа. [12]

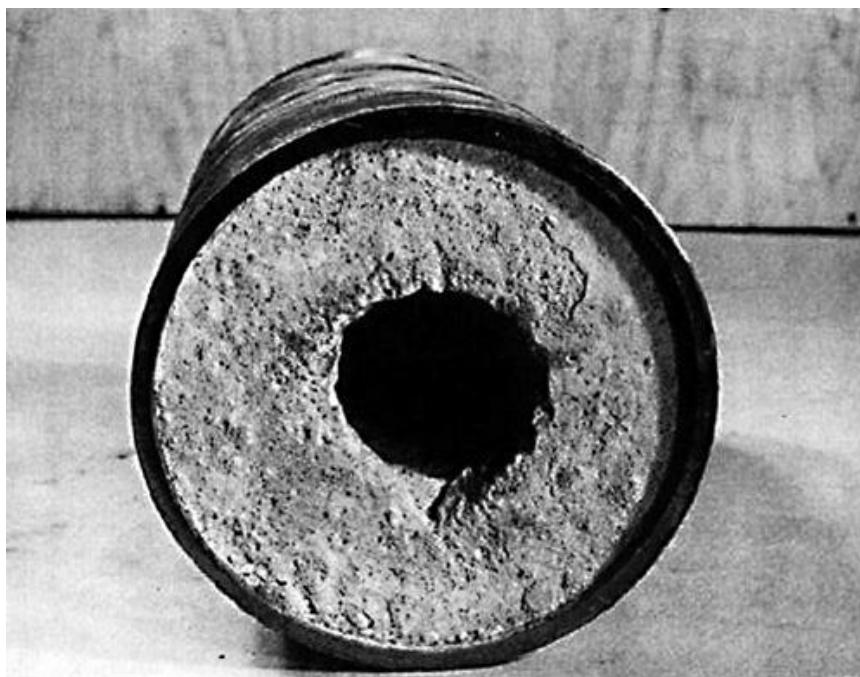


Рисунок 3.11 – Разрушение образца бетона

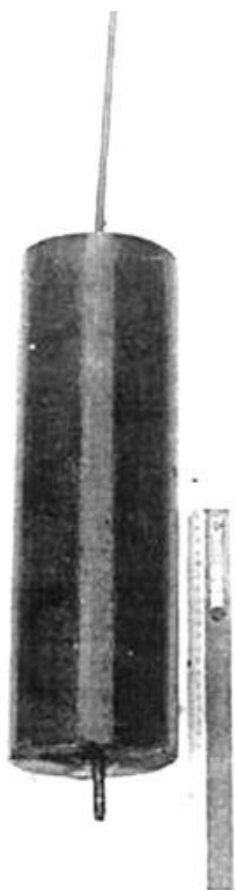


Рисунок 3.12 – Мишень с трубкой-зондом

Вывод

Рассмотренные методы перфорации скважин не идеальны, и для каждой скважины метод подбирается с учетом геологии. До сих пор придумывают новые и совершенствуют старые методы перфораций, потому что перфорация задает качество и целесообразность пробурённой скважины

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Бракк Никита Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. <i>Составление сметы инженерного проекта</i>	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT
2. Линейный календарный график
3. Нормативная карта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кацук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Бракк Никита Сергеевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.2 Потенциальные потребители проекта

В связи с истощением большинства крупных мировых месторождений необходимо искать способы повышения КИН пластов. Таким образом, строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта, а использование технологии комбинированной эксплуатационной колонны позволяет экономить время на СПО и сокращать время строительства скважины.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены в приложении К.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (4.1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (4.1),$$

где

- $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;
- $T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;
- $T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;
- $T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч;

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;

- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 5000 ЭК-БМЧ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3». Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1327 часов или 55,6 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 127 часов или 5,3 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [13].

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

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

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

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [14]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 263,3 часов или 11 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в приложении К.

4.2.3 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.2):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6} = \frac{4340}{252,51} = 17,19 \text{ м/ч}, \quad (4.2)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.3):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}} = \frac{4340}{276,70} = 15,68 \text{ м/ч}, \quad (4.3)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_k} = \frac{4340 \times 720}{601,41} = 5195,8 \frac{\text{м}}{\text{ст.мес}}, \quad (4.4)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (4.5):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{4340}{4} = 1085 \text{ м}, \quad (4.5)$$

4.2.4 Личейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в 4.1.

Таблица 4.1 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	3
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет 601,41 часов или 25,06 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 263,3 часов или 11 суток.

Личейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 4.1.

Вид Работы	Продолжительность		Месяцы			
	Часов	Суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1327	55,3				
Бурение скважин	601,41	25,06				
Испытание скважины	263,3	11				

Рисунок 4.1 – Личейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

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

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [14], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины и на крепление скважины представлены в приложении К.

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

Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [16]. Для Томской области на декабрь 2018 года индекс составляет 235,35.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в приложении К.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (4.6):

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см}-П}{H} = \frac{348\,646\,855-18\,236\,330}{4340} = 76\,131 \text{ руб/м}, \quad (4.6)$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

В качестве новой внедряемой технологии рассмотрено строительство эксплуатационной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Ключевыми особенностями данной технологии являются: использование одного долота для бурения интервала, существенное сокращение времени на СПО и крепление участков ствола.

Проведем сравнение запроектированной технологии бурения интервала с комбинированной эксплуатационной колонной с наиболее распространенным способом бурения с хвостовиком.

Расчет эффективности внедрения новой технологии бурения представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения эксплуатационной колонны

№ п/п	Показатель	Бурение с хвостовиком	Бурение с комбинированной ЭК
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	ГЗД/РУС	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3315	
4	Интервал по стволу, м	2431-4340	
Расчет			
5	Длина сооружаемого интервала, м	1909	
6	Количество долблений	1263/3500 = 0,36 796/3200 = 0,25	0,58
7	Время бурение интервала, ч	0,08*1263 = 101,04 0,08*796 = 63,68	151,86
8	Время бурения с учетом СПО, ч	101,04 + 14,63 = 115,67 63,68 + 7,78 = 71,46	161,64
9	Время крепления интервала, ч	124,82	94,82
10	Экономия времени, ч	55,49	
11	Стоимость работы эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 825	
12	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	8 575 232	7 407 153
13	Эксплуатационные затраты на крепление, руб.	5 719 877	4 345 127
14	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	2 542 829	
15	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	611,88	
16	Интегральный финансовый показатель	$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{11\,752\,280}{14\,295\,109} = 0,82$	

Проанализировав полученные данные можно сделать следующие выводы: экономия времени составляет 55,49 часов, экономия себестоимости проходки составляет 611,88 рублей. Таким образом, внедрение новой технологии является экономически обоснованным.

4.4.2 Экологический и социальный эффекты от внедрения новой техники и технологии

При помощи внедрения новой технологии (Бурение с комбинированной эксплуатационной колонной) снижаются затраты на продолжительность бурения, что способствует улучшению условий труда рабочих, которые влияют

на их здоровье. Так же, за счёт меньшей продолжительности бурения, улучшаются экологические условия близлежащих населенных пунктов и природы в целом. Это объясняется меньшим количеством выбросов в атмосферу во время работы по бурению скважин.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Бракк Никита Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Буровая вышка на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область) Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком. Основная рабочая зона, стол ротора.
2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i>	• СанПиН 2.2.4.3359-16; • СанПиН 2.2.4.548-96; • СНиП 23-05-95; • ГОСТ 12.1.003-83; • ГОСТ 12.1.012-90; • ГОСТ 12.1.012-90; • ГОСТ 12.1.029-80; • ГОСТ 13862-90; • ГОСТ 12.2.009-80; • ГОСТ 12.2.003-74; • ГОСТ 17.1.02-79; • ГОСТ 17.2.02-79; • ГОСТ 17.4.02-79; • ГОСТ 17.5.02-79; • ГОСТ 17.6.02-79.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты	Вредные факторы: • неудовлетворительные погодные условия; • неудовлетворительная освещённость; • повышенный шум и вибрации; • отсутствие или недостаток естественного света • насекомые, животные; • повышенное значение напряжения в электрической цепи,
---	---

(сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	замыкание которой может произойти через тело человека
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы: • механический травматизм; • ядовитые вещества; • электрический травматизм; • пожаро-взрывоопасность.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Бурении скважины сопровождается: • загрязнением атмосферного воздуха; • нарушением гидрогеологического режима; • загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; • повреждением почвенно-растительного покрова.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	• анализ возможных чрезвычайных ситуаций; • мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	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 и промышленной безопасности.
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Бракк Никита Сергеевич		

5 Социальная ответственность

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

5.1 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 3315 м которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: транспортировка бурильных труб; проведение СПО; цементация колонны; перемещение буровой установки; испытание колонны.	отклонение показателей климата на открытом воздухе; превышение уровней шума и вибрации; недостаточная освещенность рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света.	электрический ток и повышенное значение напряжения в электрической цепи; пожаро-взрывоопасность;	ГОСТ 12.0.001-82; [1] ГОСТ 12.0.002-2014; [2] ГОСТ ИСО 14698-1-2005; [3] ГОСТ 12.0.002; [4]

5.1.2 Анализ вредных производственных факторов

5.1.2.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.1.2.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противοшумный шлем).

5.1.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света. Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.1.2.4 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.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блокпускосые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.1.2.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

Критические значения тока. Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);

10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;

100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлен в приложении И.

5.1.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)

Электробезопасность:

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [17].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;

- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность:

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.1.4 Охрана окружающей среды

Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК. На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;

- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [19].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.1.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

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

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

5.1.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Режим труда

и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда», обеспечиваются льготами и компенсациями.

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

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Организация рабочего места включает в себя:

- Буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- При бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4м;
- Шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- Выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;
- Бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения;

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

Заключение

В настоящей дипломной работе: «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт PZ) на нефтяном месторождении (Томская область)» произведены расчеты на строительство скважины.

В технологической части дипломного проекта выполнены обоснования профиля, конструкции скважины, выбран способ бурения, породоразрушающий инструмент, забойный двигатель и буровая промывочная жидкость и буровая вышка. Спроектированы процессы заканчивания скважины. Рассчитаны осевые нагрузки, частоты вращения долота.

Глубоко изучены методы перфорации скважины, их преимущества и недостатки.

В финансовом менеджменте, ресурсоэффективности и ресурсосбережения произведены расчеты продолжительности строительства скважины и её сметная стоимость.

В социальной части изучены вопросы по безопасности в рабочей зоне, охране окружающей среды и чрезвычайных ситуациях.

Список используемых источников

1. ГОСТ 12.0.001-82 Система стандартов безопасности труда. Основные положения;
2. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения;
3. ГОСТ ИСО 14698-1-2005 Чистые помещения и связанные с ними контролируемые среды. Контроль биозагрязнений. Часть 1. Общие принципы и методы;
4. ГОСТ 12.0.002-2014 "Система стандартов безопасности труда. Термины и определения" (введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 октября 2015 г. N 1570-ст);
5. Студенческая библиотека онлайн [Электронный ресурс] URL: http://studbooks.net/1742748/geografiya/obschee_predstavlenie_perforatsii_perforatorah
6. Пиши дома нужные работы [Электронный ресурс] URL: <http://pdnr.ru/a27975.html>
7. Моя библиотека [Электронный ресурс] URL: <http://mybiblioteka.su/4-16562.html>
8. Студенческая библиотека онлайн [Электронный ресурс] URL: http://studbooks.net/669209/geografiya/kumulyativnaya_perforatsiya
9. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс] URL: <http://www.ngpedia.ru/id254885p4.html>
10. Учебные материалы онлайн [Электронный ресурс] URL: https://studwood.ru/1281650/geografiya/tehnologiya_gidromehanicheskoy_sch_elevoy_perforatsii_tehnicheskaya_harakteristika_perforatorov
11. Оборудование и технология для глубокой перфорации скважин [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/science/view/273-Oborudovanie-i-tehnologiya-dlya-glubokoy-perforatsii-skvazhin>

12. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра / На правах рукописи. – 2014. – 211 с.
13. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые.
14. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.
15. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
16. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».
17. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732>
18. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364- 365.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C228081>
19. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. — М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. — 284 с.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>

Приложение А

(обязательное)

Геологические условия бурения

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

Глубина		Стратиграфическое		Элементы		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичная система	Q	0		2,50
50	260	некрасовская серия	P ₃	0		1,30
260	400	тавдинская свита	P ₂	0		1,30
400	595	люлинворская свита	P ₂	0		1,20
595	675	талицкая свита	P ₁	0		1,20
675	825	ганькинская свита	K ₂	0		1,20
825	885	славгородская свита	K ₂	0		1,20
885	955	ипатовская свита	K ₂	0		1,20
955	965	кузнецовская свита	K ₂	0		1,20
965	1755	покурская свита	K ₁₋₂	0		1,20
1755	1800	алымская свита	K ₁	0		1,15
1800	2235	ванденская свита	K ₁	0		1,15
2235	2355	тарская свита	K ₁	0		1,15
2355	2670	куломзинская свита	K ₁	0		1,15
2670	2685	баженовская свита	J ₃	0		1,10
2685	2780	васюганская свита	J ₂₋₃	0		1,10
2780	3210	тюменская свита	J ₂	0		1,10
3210	3240	салатская свита	J ₁₋₂	0		1,10
3240	3270	тогурская свита	J ₁	0		1,10
3270	3300	урманская свита	J ₁	0		1,10
3300	3370	палеозой	Pz	до 5		1,10

Таблица А.2 – Литологическая характеристика скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	50	пески глины	60 40	Серые суглинки, желтовато-серые кварцевые пески, глины, торфяники с обломками лигнитизированной древесины
P ₃	50	260	пески глины алевриты	60 30 10	Пески светло-серые, алевриты, глины
P ₂	260	400	глины алевриты	90 10	Глины зеленовато-серые слюдистые с прослоями алевритов и конкрециями
P ₂	400	595	глины алевролиты	90 10	Опоковидные глины, диатомиты и диатомовые глины с присыпками и одиночными прослоями алевритов
P ₁	595	675	глины алевролиты	70 30	Глины темно-серые слюдистые, с линзовидными включениями или прослойками алевритов и кварцевого песка. Глины темно-серые до черных,
K ₂	675	825	глины алевролиты	60 40	Глины серые и зеленовато-серые, с прослоями алевритов и мергелей
K ₂	825	885	глины алевролиты	70 30	Серые, слабо-алевритистые глины опоковидные с включениями алевритового материала и глауконита. Голубовато-серые опоковидные глины с маломощными прослоями песка
K ₂	885	955	глины	100	Серые опоковидные глины

Продолжение таблицы А.2.

K ₂	955	965	глины алевролиты	80 20	Серые, темно-серые, пластичные глины с редкими прослоями алевролитов
K ₁₋₂	965	1755	глины песчаники алевролиты	25 50 25	Чередование песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, карбонатных, участками глинистых, слюдистых, алевролитов и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения
1	2	3	4	5	6
K ₁	1755	1800	глины песчаники алевролиты	30 40 30	Глины темно-серые, плотные, аргиллитоподобные (кошайская пачка), алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцполевошпатовые
K ₁	1800	2235	песчаники алевролиты глины	40 40 20	Переслаивание песчаников и алевролитов светло- серых, иногда глинистых с глинами темно-серыми, плотными аргиллитоподобными
K ₁	2235	2355	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20	Песчаники светло-серые, полевошпато-кварцевые, мелкозернистые, аргиллиты темно-серые, слоистые, алевритистые, алевролиты серые
K ₁	2355	2670	алевролиты песчаники аргиллиты	70 20 10	Алевролиты темно-серые, известковистые, песчаники светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, аргиллиты серые, темно-серые, крепкие,
J ₃	2670	2685	аргиллиты	100	Аргиллиты черные, битуминозные, микрослоистые
J ₂₋₃	2685	2780	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45	Песчаники кварцполевошпатовые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллиты серые, темно-серые, алевритовые, слоистые
J ₂	2780	3210	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45	Песчаники кварцполевошпатовые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллиты серые, темно-серые, алевритовые, слоистые
J ₁₋₂	3210	3240	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10	Аргиллиты, песчаники и алевролиты

Продолжение таблицы А.2.

J ₁	3240	3270	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10	Аргиллиты, песчаники среднезернистые и алевролиты
J ₁	3270	3300	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10	Аргиллиты, песчаники среднезернистые и алевролиты
Pz	3300	3370	известняки	100	Эффузивы, известняки и крепкие метаморфизованные терригенные породы

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиграфического подразделен	Интервал,м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, про- цент	Проница- емость, мдарси	Глинист- ость, процент	Карбонат- ность, процент	Твер- дость, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	пески глины	1,9 2,2	30 10	1500 0	10 100	0 0	- 10	1 5	10 4	мягкая мягкая
P ₃	50	260	глины пески алевроиты	2,2 1,9 2,0	10 30 17	0 200 10	100 20 35	0 0 0	10 - -	5 5 5	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
P ₂	260	400	глины алевроиты	2,4 2,0	10 20	0 20	100 35	0 0	10 -	4 4	4 10	мягкая мягкая
P ₂	400	595	глины алевролиты	2,2 2,1	10 15	0 5	100 50	0 0	10 -	5 5	4 10	мягкая мягкая
P ₁	595	675	глины алевролиты	2,2 2,1	10 15	0 20	100 50	0 5	10 -	5 5	4 10	мягкая мягкая
K ₂	675	825	глины алевролиты	2,2 2,1	10 20	0 15	100 50	5 0	10 -	5 5	4 10	мягкая мягкая
K ₂	825	885	глины алевролиты	2,3 2,2	10 15	0 15	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мс мс
K ₂	885	955	глины	2,4	15	0	100	5	10	-	4	мс
K ₂	955	965	глины алевролиты	2,4 2,2	10 15	0 15	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мс мс
K ₁₋₂	965	1755	глины песчаники алевролиты	2,4 2,1 2,2	15 20 20	0 500 50	100 20 20	5 0 5	10 15 20	5 5 5	4 10 6	мс мс мс
K ₁	1755	1800	глины песчаники алевролиты	2,4 2,1 2,2	15 25 20	0 25 50	100 20 20	3 3 3	15 20 20	5 5 5	4 10 6	мс мс мс

Продолжение таблицы А.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁	1800	2235	песчаники алевролиты глины	2,2 2,2 2,4	30 20 5	20 15 0	20 20 100	3 3 3	20 20 15	2,5 2,5 5	10 6 4	средняя средняя средняя
K ₁	2235	2355	песчаники алевролиты аргиллиты	2,2 2,2 2,4	22 20 10	20 15 0	20 20 100	3 3 3	20 20 15	3,5 2,5 3,5	10 6 6	средняя средняя средняя
K ₁	2355	2670	аргиллиты алевролиты песчаники	2,4 2,3 2,2	17 20 24	0 15 10	100 15 20	3 3 3	15 20 20	5 5 5	6 6 10	средняя средняя средняя
J ₃	2670	2685	аргиллиты	2,5	16	5	100	10	50	2	6	средняя
J ₂₋₃	2685	2780	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,3 2,4	18 10 16	15 0 0	20 15 100	8 3 5	100 20 50	2,5 5 3	10 6 6	средняя средняя средняя
J ₂	2780	3210	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,3 2,45	18 10 16	15 0 0	20 15 100	8 3 5	100 20 50	2,5 5 3	10 6 6	средняя средняя средняя
J ₁₋₂	3210	3240	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,3 2,45	18 10 16	15 0 0	20 15 100	8 3 5	100 20 50	2,5 5 3	10 6 6	средняя средняя средняя
J ₁	3240	3270	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,3 2,45	18 10 16	15 0 0	20 15 100	8 3 5	100 20 50	2,5 5 3	10 6 6	средняя средняя средняя
J ₁	3270	3300	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,3 2,45	18 10 16	15 0 0	20 15 100	8 3 5	100 20 50	2,5 5 3	10 6 6	средняя средняя средняя
Pz	3300	3370	известняки	2,65	0.1-16	2	20	80	170	4	4	твердые

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источ- ник полу- чения
	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения				
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	50		0,100	ПГФ		0,100	ПГФ		0,200	ПГФ		0,22	ПГФ	14	ПГФ
P ₃	50	260	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
P ₂	260	400	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	24	ПГФ
P ₂	400	595	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	29	ПГФ
P ₁	595	675	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	32	ПГФ
K ₂	675	825	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	36	ПГФ
K ₂	825	885	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	37	ПГФ
K ₂	885	955	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	39	ПГФ
K ₂	955	965	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	40	ПГФ
K ₁₋₂	965	1755	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	62	РФЗ
K ₁	1755	1800	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	63	РФЗ
K ₁	1800	2235	0,100	0,100	РФЗ	0,125	0,125	РФЗ	0,165	0,165	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	75	РФЗ
K ₁	2235	2355	0,100	0,100	РФЗ	0,125	0,125	РФЗ	0,165	0,165	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	79	РФЗ
K ₁	2355	2670	0,100	0,100	РФЗ	0,125	0,125	РФЗ	0,165	0,165	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	87	РФЗ
J ₃	2670	2685	0,102	0,102	РФЗ	0,130	0,130	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	88	РФЗ
J ₂₋₃	2685	2780	0,102	0,102	РФЗ	0,130	0,130	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	90	РФЗ
J ₂	2780	3210	0,102	0,102	РФЗ	0,130	0,130	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	102	РФЗ
J ₁₋₂	3210	3240	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	103	РФЗ
J ₁	3240	3270	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	104	РФЗ
J ₁	3270	3300	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	105	РФЗ
J ₂	3300	3363	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	107	РФЗ

Приложение Б

(обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Прогнозная нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сантиметр		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /м ³	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J2-3 (пласт Ю ₁)	2685	2715	поровый	0,700	0,850	< 0.03	< 0.03	0,63	2,1	200	73,5	отс.	1,33	0,936	0,994	9,6
J2 (пласт Ю ₁₃)	3180	3210	поровый	0,650	0,800	< 0.03	< 0.03	0,63	2,1	200	73,5	отс.	1,33	0,936	0,994	9,6
J1 (пласт Ю ₁₇)	3270	3300	поровый	0,600	0,800	< 0.03	< 0.03	0,63	2,1	200	73,5	отс.	1,33	0,936	0,994	9,6
Pz	3300	3330	трещинный	0,600	0,800	< 0.03	< 0.03	0,63	2,1	200	73,5	отс.	1,33	0,936	0,994	9,6

Таблица Б.2 – Газоносность

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относи- тельная по воз- духу плот- ность газа	Коэффи- циент сжимае- мости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконденсата, г/см³		Фазовая проница- емость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводо- рода	углекислого газа				в пласто- вых усло- виях	на устье сква- жины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газоносные пласты на Приколтогорской площади Матюшкинского лицензионного участка №55 не обнаружены												

Таблица Б.3 – Водоносность

Индекс страти- графического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Фазо- вая прони- цае- мость, мдарс и	Химический состав воды в мг- эквивалентной форме						Степень минера- лизации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na+K+	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q-P3	0	260	поровый	1,00	-	200	-	-	-	-	-	-	0,8	ГКН	да
K1-2	965	1755	поровый	1,01	200	500	318,0	0,0	2,3	211,7	8,8	34,9	15,0	ХЛК	нет
K1	1755	2670	поровый	1,01	10	15	564,6	0,0	17,5	457,2	28,4	88,0	34,1	ХЛК	нет
J3-J2	2670	3210	поровый	1,01	10	15	472,8	0,7	12,3	455,7	8,8	26,4	28,8	ХЛК	нет
J1-2-J1	3210	3300	поровый	1,01	10	15	467,1	0,0	21,0	452,9	6,8	28,4	29,1	ХЛК	нет
Pz	3300	3370	трещинны й	1,01	10	15	165,0	0,3	15,2	158,6	8,4	12,0	10,8	ХЛК	нет

Приложение В

(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² *м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - K2	0	965	1	10	Нет	0,12	0,20	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% сверх гидро-статического давления
K2 - K1	965	2235	1	30	Нет	0,12	0,165	
Pz	3300	3370	3	100	Да	0,115	0,16	

Таблица В.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Буровые растворы,			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q - K2	0	965	глинистый	< 1.16	В>10 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K2 - K1	965	2235	глинистый	< 1.13	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K1 - J2	2235	3210	глинистый	< 1.10	В>10 см ³ за 30 мин	2,0	
J2 - Pz	3210	3370	глинистый		В>10 см ³ за 30 мин	2,0	

Таблица В.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопоявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K1-2	965	1755	вода	-	1,01	1,01	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бур. инструмента.	Увеличение водоотдачи бурового раствора, перелив бурового раствора. Перелив на устье.
K1	1755	2670	вода	-	1,01	1,01		
J3 - J2	2670	3210	нефть	-	0,85	0,65	- // -	В виде пленок нефти
J1-2 - Pz	3210	3370	нефть	-	0,80	0,60	- // -	В виде пленок нефти

Таблица В.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ 30 мин	смазываю- щие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - K2	0	965	От обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента.	Глинистый	< 1.16	15	-	да	Несоблюдение проектных пара- метров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K1-2 - K1	965	2235	От заклинки и сальнико- образования.	Глинистый	< 1.13	15	-	да	Несоблюдение параметров раствора при выработке желобов и развития зон сужения ствола скважины.
K1 - J2	2235	3210	От перепада давления сква- жина - пласт.	Глинистый	> 1.11	10	-	да	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - K2	0	965	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K2 - K1-2	965	1755		
K1-2 - J2	1755	3210	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	

Приложение Г

(обязательное)

Результаты проектирования и профиль скважины

Таблица Г.1 – Результаты программных расчётов по профилю скважины

Тип профиля		наклонно-направленный с горизонтальным участком									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				3315		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				1,00	
Глубина вертикального участка скважины, м				100		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				2,29	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				3300		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				19,85	
Отход скважины, м				1300		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				89,99	
Длина участка стабилизации, м				100		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				89,99	
Длина интервала бурения по пласту, м				700							
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	100,00	100,00
2	100,00	294,58	194,58	0,00	34,05	34,05	0,000	19,85	100,00	298,53	198,53
3	294,58	3150,00	2855,42	34,05	1065,05	1031	19,85	19,85	298,53	3334,38	3035,85
4	3150,00	3315,00	165,00	1065,05	1300	234,95	19,85	89,99	3334,38	3640,22	305,84
5	3315,00	3315,00	0,00	1300	2000	700	89,99	89,99	3640,22	4340,22	700

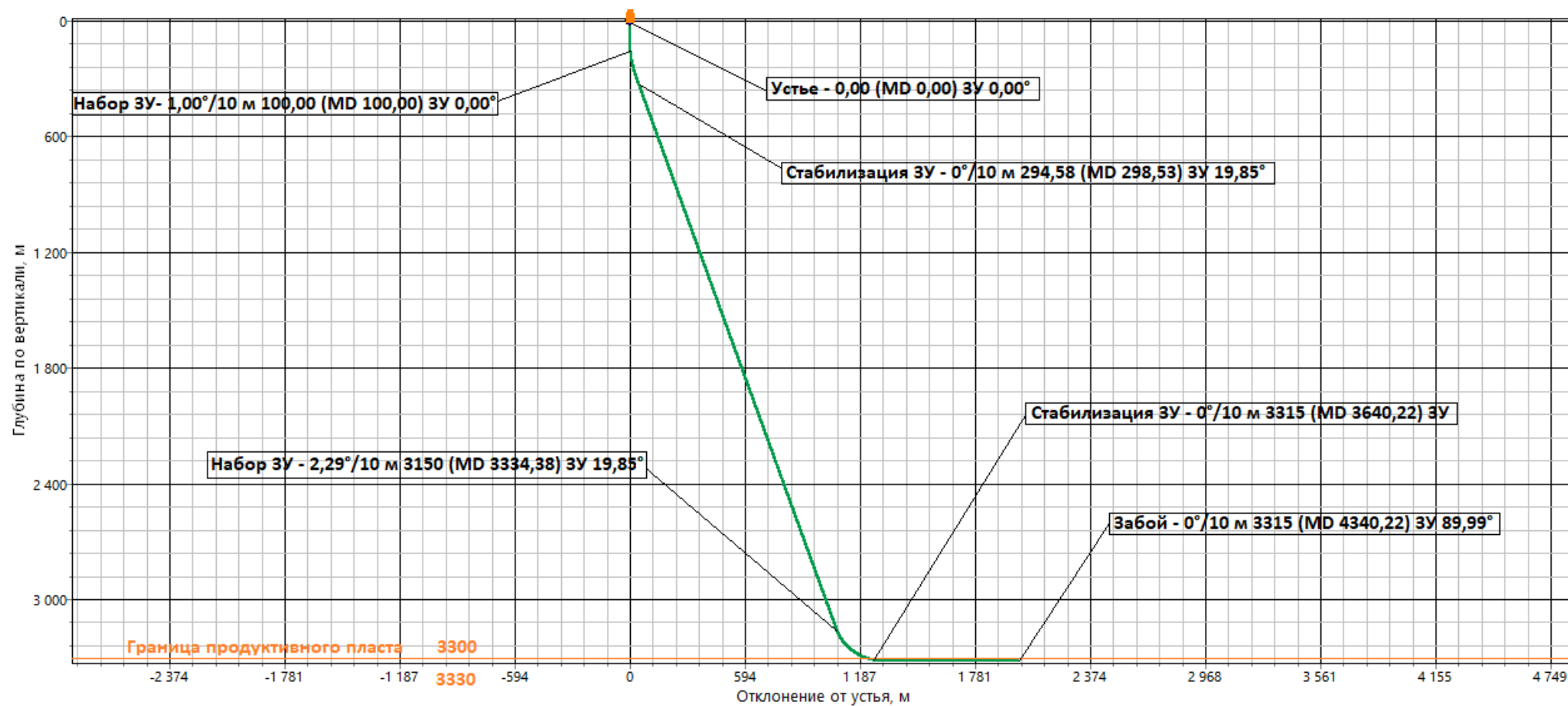


Рисунок Г.1 – Проектный профиль скважины

Приложение Д
(обязательное)

Построение совмещенного графика давления

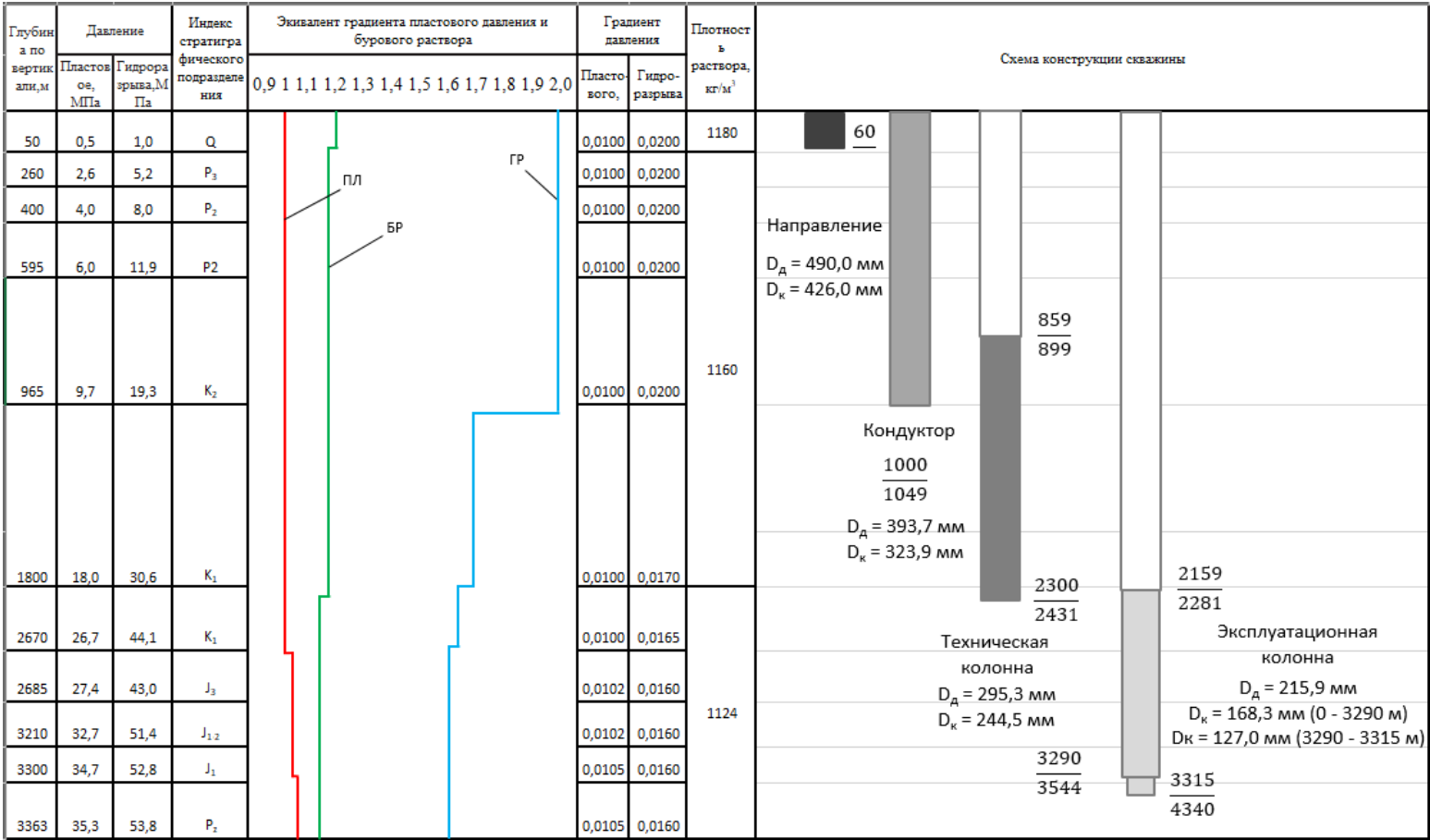


Рисунок Д.1 – Совмещённый график давлений и конструкция скважины

Приложение Е

(обязательное)

Проектирование КНБК по интервалам бурения

Таблица Е.1 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-60м)							
1	Долото Ш 490,0 МЗ- ЦВ	0,63	490,0	-	3-171	Ниппель	0,310
2	Переводник М 3-171/171	0,415	203	127	3-171	Муфта	0,0471
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТС2- 229х70 Е	32	229	90	3-171	Ниппель	8,736
					3-171	Муфта	
4	Переводник Н 3-171/133	0,52	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Ниппель	
5	Бурильная труба ТБ ПК 127х9 Е	До устья	127	82,6	3-133	Муфта	0,843
					3-133	Ниппель	

Таблица Е.2 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки под кондуктор

№	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 кондуктор (60-1049м)							
1	Долото БИТ 393,7 В Т 613 УВМ	0,465	393,7	-	3-177	Ниппель	0,188
2	Калибратор К- 393,7 МС	1,300	393,7	90	3-171	Муфта	0,473
					3-171	Муфта	
3	ВЗД Sperrydrill 11-1,4"	9,434	268,5	-	3-171	Ниппель	3,262
					3-171	Ниппель	
4	Клапан обратный КОБ-268,5	0,777	268,5	40	3-171	Муфта	0,115
					3-171	Ниппель	
5	Переводник М 171/108	0,536	203	95	3-171	Муфта	0,0529
					3-108	Муфта	
6	Немагнитная труба НУБТ-172 Weatherford	9,45	203	90	3-133	Ниппель	15,120
					3-133	Ниппель	
7	Переводник П 108/133	0,506	203	72	3-133	Муфта	0,0331
					3-108	Ниппель	
8	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	120	3-108	Муфта	2,400
					3-108	Муфта	
9	Переводник П 133/108	0,506	203	72	3-108	Ниппель	0,0331
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Е.2.

10	Немагнитная труба НУБТ-172 Weatherford	9,45	203	90	3-133	Ниппель	15,120
					3-133	Ниппель	
11	Переводник М 133/171	0,532	203	105	3-133	Муфта	0,0629
					3-171	Муфта	
12	УБТ УБТ-203х57 Е	32	203	90	3-171	Ниппель	6,144
					3-171	Муфта	
13	Яс гидравлический Jar-203	4,3	203	71,4	3-171	Ниппель	1,440
					3-171	Муфта	
14	УБТ УБТ-203х57 Е	12	203	90	3-171	Ниппель	2,304
					3-171	Муфта	
15	Переводник Н 171/133	0,52	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Ниппель	
16	Бурильная труба ТБ ПК 127х9 Е	До устья	127	82,6	3-133	Муфта	29,804
					3-133	Ниппель	

Таблица Е.3 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки под техническую колонну

№	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 техническую колонну (1049-2431)							
1	Долото БИТ 295,3 В Т 616 УВМ	0,302	295,3	-	3-152	Ниппель	0,120
2	Калибратор К- 295,3 С	0,873	295,3	90	3-152	Муфта	0,290
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н 152/152	0,550	197,0	89	3-152	Ниппель	0,0748
					3-152	Ниппель	
4	ВЗД ДГР- 210.4/5.62	9,507	210	-	3-152	Муфта	1,825
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Е.3.

5	Переводник Н 152/171	0,550	203	89	3-152	Ниппель	0,0837
					3-171	Ниппель	
6	Клапан обратный КОБ-195	0,927	203	40	3-171	Муфта	0,115
					3-171	Ниппель	
7	Переводник М 171/133	0,536	203	95	3-171	Муфта	0,0529
					3-133	Муфта	
8	Немагнитная труба НУБТ-172 Weatherford	9,45	203	90	3-133	Ниппель	15,120
					3-133	Ниппель	
9	Переводник П 108/133	0,506	203	72	3-133	Муфта	0,0331
					3-108	Ниппель	
10	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	120	3-108	Муфта	2,400
					3-108	Муфта	
11	Переводник П 133/108	0,506	203	72	3-108	Ниппель	0,0331
					3-133	Муфта	
12	Немагнитная труба НУБТ-172 Weatherford	9,45	203	90	3-133	Ниппель	15,120
					3-133	Ниппель	
13	Переводник М 133/171	0,532	203	105	3-133	Муфта	0,0629
					3-171	Муфта	
14	УБТ УБТ-203х57 Е	48	203	90	3-171	Ниппель	10,320
					3-171	Муфта	
15	Яс гидравлический Jar-203	4,3	203	71,4	3-171	Ниппель	1,440
					3-171	Муфта	
16	УБТ УБТ-203х57 Е	12	203	90	3-171	Ниппель	2,304
					3-171	Муфта	
17	Переводник Н 171/133	0,52	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Ниппель	
18	Бурильная труба ТБ ПК 127х9 Л	До устья	127	82,6	3-133	Муфта	74,261
					3-133	Ниппель	

Таблица Е.4 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки под эксплуатационную колонну

№	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 (2431-4340)							
1	Долото БИТ 215,9 В Т 613 ТУВМ	0,295	215,9	-	3-117	Ниппель	0,098
2	КС-215,9 СТ	0,480	215,9	90	3-117	Муфта	60,5
					3-117	Ниппель	
2	РУС PD 675 X5	4,110	171,5	-	3-117	Муфта	0,300
					3-133	Муфта	
3	Переводник Н 133/171	0,532	178	105	3-133	Ниппель	0,0629
					3-171	Ниппель	
4	Клапан обратный КОБ-172	0,927	178	40	3-171	Муфта	0,115
					3-171	Ниппель	
5	Переводник М 171/133	0,536	178	95	3-171	Муфта	0,0529
					3-133	Муфта	
6	Немагнитная труба НУБТ- 178x44 Е	9,45	178	90	3-133	Ниппель	15,120
					3-133	Ниппель	
7	Переводник М 133/147	0,506	178	72	3-133	Муфта	0,0331
					3-147	Муфта	
8	Телесистема ЗТС МРТ	12	172	120	3-147	Ниппель	2,400
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Е.4.

9	Немагнитная труба НУБТ- 178х44 Е	9,45	203	90	3-133	Ниппель	15,120
					3-133	Ниппель	
10	БТ ПК 127х9 Р	1000	127	144	3-133	Муфта	33,470
					3-133	Ниппель	
11	Переводник М 133/133	0,532	178	105	3-133	Муфта	0,0629
					3-133	Муфта	
12	ТБТ-178х44 Е	200	178	90	3-133	Ниппель	14,900
					3-133	Муфта	
13	Переводник П 133/147	0,532	178	105	3-133	Ниппель	0,0629
					3-147	Муфта	
14	Яс гидравлический Jar-172	4,3	172	71,4	3-147	Ниппель	1,320
					3-147	Муфта	
15	Переводник П 147/133	0,532	178	105	3-147	Ниппель	0,0629
					3-133	Муфта	
16	УБТ-178х44 Е	8	178	90	3-133	Ниппель	0,596
					3-133	Муфта	
17	Переводник Н 133/133	0,52	203	90	3-133	Ниппель	0,05
					3-133	Ниппель	
18	Бурильная труба ТБ ПК 127х9 Р	До устья	127	82,6	3-133	Муфта	10,589
					3-133	Ниппель	

Приложение Ж

(обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Ж.1 – Компонентный состав растворов

Компонент	Назначение		Концентрация, кг/м ³
Бентонитовый раствор			
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора		0,7-1,2
ПБМА	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации		50-80
Соль кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния		0,8-1,2
Гексаметафосфат (полифосфат) натрия (SHMP)	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы		0,5-1,5
Барит	Регулирование плотности		179,17
Полимер-глинистый раствор			
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора		0,4-0,5
Соль кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния		0,8-1,2
ПБМА	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации		30-40
AquaFLO HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств		0,2-0,5
AquaFLO LV	Регулятор фильтрации		5
Techwax LUB60	Снижение коэффициента трения в скважине		3-5
Барит	Регулирование плотности	Кондуктор	150,64
		Техническая колонна	150,64

Продолжение таблицы Ж.1.

РУО		
Дизельное топливо	Дизельное топливо	700
Известь	Источник кальция	15
Techwax EM9	Стабилизация эмульсии	1-3
Techwax PE	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	1-3
Techwax FLA12	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1-2
Techwax EM503	Контроль фильтрации	1-3
Techwax EM580	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	8
Мраморная крошка	Утяжелитель	273,99

Таблица Ж.2 – Технологические свойства растворов

Регламентируемые свойства	Значение
Бентонитовый раствор	
Плотность, г/см ³	1,18
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимер-глинистый раствор	
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Продолжение таблицы Ж.2.

РУО	
Плотность, г/см ³	1,124
Условная вязкость, с	50-70
Пластическая вязкость, сПз	25-35
ДНС, дПа	40-125
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-30/60-100
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 4
Электростабильность, В	> 250

Таблица Ж.3 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «0-3370 м»

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k_{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	60	60	490,0	-	2,3	26,01
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,94
Расчетные потери бурового раствора при очистке						15,84
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,24
Объем раствора в конце бурения интервала						71,02
Общая потребность бурового раствора на интервале:						88,05
Объем раствора к приготовлению:						88,05

Продолжение таблицы Ж.3.

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, м³.
от	до					
60	1049	989	393,7	426,0	1,24	157,06
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,55
Расчетные потери бурового раствора при очистке						93,79
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,08
Объем раствора в конце бурения интервала						202,06
Общая потребность бурового раствора на интервале:						307,47
Объем раствора к приготовлению:						307,47
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						101,03
Техническая колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
1049	2431	1382	295,3	304,9	1,18	116,07
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,52
Расчетные потери бурового раствора при очистке						70,16
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,65
Объем раствора в конце бурения интервала						161,07
Общая потребность бурового раствора на интервале:						244,40
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						101,42
Объем раствора к приготовлению:						142,98

Продолжение таблицы Ж.3.

Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
Интервал бурения, м.						
от	до					
2431	4340	1909	215,9	228,7	1,12	135,79
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						8,93
Расчетные потери бурового раствора при очистке						50,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,44
Объем раствора в конце бурения интервала						276,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						346,8
Объем раствора к приготовлению:						346,8

Таблица Ж.4 – Результаты расчеты потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление (0 - 60)		Кондуктор(0 -1049м)		Техническа я колонна (0 - 2431)		Эксплуатационная колонна (0-4340)		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	регулирование щелочности среды	25	78,07	3	188,47	8	98,716	4	-	-	365,26	15
ПБМА	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	4293,83	4	14135,44	14	7403,70	7	-	-	25832,97	26
Соль кальцинированная	Связывание ионов калия и магния	25	78,07	3	471,18	19	246,79	10	-	-	796,04	32
Гексаметафосфат (полифосфат) натрия (SHMP)	Понизитель вязкости	25	78,07	3	-	-	-	-	-	-	78,07	3
Мраморная крошка	Утяжелитель	1000	-	-	-	-	-	-	111611,36	112	111611,36	112
Барит	Утяжелитель	1000	13987,74	14	70978,76	71	37176,45	37	-	-	122142,95	122
AquaFLO HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	141,35	6	74,04	3	-	-	215,39	9

Продолжение таблицы Ж.4.

AquaFLO LV	Регулятор фльтрации	25	-	-	2355,91	94	1233,95	49	-	-	3589,86	144
Techwax LUB60	Снижение коэффициента трения в скважине	25	-	-	312,28	12	987,16	39	-	-	1299,44	52
Известь	Источник кальция	1000							6110,33	6	6110,33	6
Techwax EM9	Стабилизация эмульсии	25							814,71	33	814,71	33
Techwax PE	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	25							814,71	33	814,71	33
Techwax FLA12	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25							407,36	16	407,36	16
Techwax EM503	Контроль фльтрации	25							814,71	33	814,71	33

Продолжение таблицы Ж.4.

Techwax EM580	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25							3258,84	130	3258,84	130
Наименование материала	Назначение	л	кг	уп	кг	уп	кг	уп	л	цистерн	л	цистерн
Дизельное топливо	Углеводородная основа	140000	-	-	-	-	-	-	285148,91	2	285148,91	2

Приложение 3

(обязательное)

Выбор гидравлической программы скважины

Таблица 3.1 – 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 см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,312	0,037	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	28,6	108,6	2,66
Под кондуктор									
60	1049	БУРЕНИЕ	0,500	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,0	102,7	3,63
Под техническую колонну									
1049	2431	БУРЕНИЕ	0,746	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12,7	85,9	3,53
Под эксплуатационную колонну									
2431	4340	БУРЕНИЕ	0,925	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8,0	101,3	4,98

Таблица 3.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	170	222,7	1	125	34,85	69,7
60	1049	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	170	247,5	1	125	34,85	69,7
1049	2431	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	150	285,1	1	125	27,20	54,4
2431	4340	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	90	160	247,9	1	125	30,60	30,6

Таблица 3.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	101,1	82,2	0,0	3,8	0,1	10,0
60	1049	БУРЕНИЕ	244,4	72,3	27,4	132,1	2,6	10,0
1049	2431	БУРЕНИЕ	281,0	50,6	62,1	148,2	10,1	10,0
2431	4340	БУРЕНИЕ	224,6	67,9	36,3	74,1	36,2	10,0

Интервал, м	Тип секции	наруж. диам.	внутр. диам.	толщ. стенки	группа прочн.	тип замкового соединения	Длина	Масса, т			коэффициента запаса прочности		
Технологическая операция		мм	мм	мм			м	1 м трубы	секции	нараст.	на вынос.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-60	Долото	490,0					0,63		0,316	0,316			
Бурение	УБТ	229,0	90,0				32	0,2730	8,736	9,052			
КНБК №1	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	27,37	0,0312	0,854	9,906	1,89	> 10	8,02
Кондуктор													
60-1049	Долото	393,7					0,4		0,190	0,190			
Бурение	Калибратор	393,7	90,0				1,3		0,473	0,663			
КНБК №2	Двигатель	268,5					9,43		3,262	3,925			
	УБТ	203,0	90,0				9,45	1,6000	15,12	19,05			
	ЗТС	203,0	120,0				12		0,200	19,25			
	УБТ	203,0	90,0				9,45	1,6000	15,12	34,37			
	УБТ	203,0	90,0				36	0,1920	6,912	41,28			
	Яс гидрав.	203,0	71,4				4,3			41,28			
	УБТ	203,0	90,0				12	0,1920	2,304	43,58			
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	954,67	0,0312	29,80	73,39	1,65	3,56	2,85
Промежуточная													
1049-2431	Долото	295,3					0,4		0,076	0,076			
Бурение	Калибратор	295,3	90,0				0,87		0,280	0,356			
КНБК №3	Двигатель	210,0					9,51		1,825	2,181			
	УБТ	203,0	90,0				9,45	1,6000	15,12	17,30			
	ЗТС	203,0	120,0				12		0,200	17,50			
	УБТ	203,0	90,0				9,45	1,6000	15,12	32,62			
	УБТ	203,0	90,0				48	0,2150	10,32	42,94			
	Яс гидрав.	203,0	71,4				4,3			42,94			
	УБТ	203,0	90,0				12	0,2150	2,580	45,52			
	БТ	127,0	108,6	9,2	р	ЗП-162-92	2325	0,0319	74,26	119,78	1,62	2,23	2,03
Эксплуатационная													
2431-4340	Долото	215,9					0,3		0,041	0,041			
Бурение	Калибратор	215,9	90,0				0,48		0,061	0,102			
КНБК №4	Двигатель	172,0					9,74		1,991	2,092			
	УБТ	178,0	90,0				9,45	1,6000	15,12	17,21			
	ЗТС	172,0	120,0				4		0,400	17,61			
	УБТ	178,0	90,0				9,45	1,6000	15,12	32,73			
	БТ	127,0	101,6	9,2	р	ЗП-168-70	1000	0,0335	33,47	66,20	1,69	6,23	5,76
	УБТ	178,0	90,0				200	0,0745	14,90	81,10			
	Яс гидрав.	172,0	71,4				4,3			81,10			
	УБТ	178,0	90,0				8	0,0745	0,596	81,70			
	БТ	127,0	101,6	9,2	р	ЗП-168-70	3094	0,0335	103,57	185,26	1,92	2,87	3,03

Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Колич. насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная произв. насосов
от (верх)	до (низ)			шт.	коэф. использ. гидравл. мощности	диаметр цилиндр. втулок, мм	допустим. давление, кгс/см ²	норма наполн., %	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	л/с
0	60	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	170	222,7	85	125	34,85	69,7
60	1049	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	170	247,5	85	125	34,85	69,7
1049	2431	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	150	285,1	85	125	27,2	54,4

Рисунок 3.1 – Выбранные бурильные трубы

Приложение И

(обязательное)

Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Таблица И.1 – Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока I_a , с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный, 50 Гц	U_a, B I_a, mA	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36 6
Переменный, 400 Гц	U_a, B I_a, mA	650	500	500	330	250	200	170	140	100	110	100	36 8
Постоянный	U_a, B I_a, mA	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40 15

Приложение К

(обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										127,00
Бурение под направление	III 490,0 МЗ-ЦВ	0	60	400	0,02	60	0,1	1,0	0,20	1,12
Промывка (ЕНД)										0,03
Наращивание (ЕНД)										0,18
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										22,60
Ремонтные работы (ЕНД)										1,25
Смена вахт (ЕНД)										0,30
Итого:										26,70

Продолжение таблицы К.1.

Бурение под кондуктор										34,56
Промывка (ЕНД)										0,47
Наращивание (ЕНД)										5,68
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ	БИТ									0,47
(ЕНД)	393,7 В	60	104	3200	0,04	989	0,24	35,28	3,54	0,08
Установка и вывод УБТ за	Т 613		9							61,34
палец	УВМ									4,98
Крепление (ЕНД)										5,2
ПГИ (ЕНД)										1
Ремонтные работы (ЕНД)										114,45
Смена вахт (ЕНД)										
Итого:										
Бурение под техническую										
колонну:										
Промывка (ЕНД)										65,36
Наращивание (ЕНД)										0,65
Смена долот (ЕНД)										6,60
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,23
Сборка и разборка УБТ	БИТ									0,44
(ЕНД)	295,3 В	1049	243	3200	0,06	1049	0,28	64,37	5,92	0,47
Установка и вывод УБТ за	Т 616		1							0,08
палец	УВМ									69,38
Крепление (ЕНД)										7,37
ПГИ (ЕНД)										7,18
Ремонтные работы (ЕНД)										1,3
Смена вахт (ЕНД)										159,06
Итого:										

Продолжение таблицы К.1.

Бурение под эксплуатационную колонну: Промывка (ЕНД) Нарращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 215,9 В Т 613 ТУВМ	2431	434 0	3200	0,08	1909	0,58	151,86	14,53	161,64 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 301,2
Испытание скважины на продуктивность										263,3

Таблица К.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,62

Продолжение таблицы К.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	1,40	105,5 6	7,00	527,8 0	54,00	4071,6 0	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,02	17,50	0,9	787,6 8	0,27	236,30	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,015	2,75	0,09	16,50	5,40	989,82	-	-
ПАА	т	215,6	-	-	0,016	3,45	0,08	17,25	3,3	711,48	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	0,2	196,6 0	1	983	-	-	-	-
ФХЛС	т	586,1	-	-	-	-	-	-	9	5274,9	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	7,94	2143, 8	35,4	9558	21,60	171,50	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	-	-	2,40	2529,8 4	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	9495,5 0
Полиаминированная жирная кислота	т	1054, 1	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,3
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,5 7	44,47	892,9 6	155,9 7	3131,8 8	68,5 4	1376,2 8
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.	9106,24			2761,80		17095,45		36615,41		39070,73	

Продолжение таблицы К.2.

Затраты, зависящие от объема работ												
III 490,0 МЗ-ЦВ	шт.	3152,3	-	-	0,10	315,23	-	-	-	-	-	-
БИТ 393,7 В Т 613 УВМ	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,30	805,92	-	-	-	-
БИТ 295,3 В Т 616 УВМ	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,34	1669,60	-	-
БИТ 215,9 В Т 613 ТУВМ	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,68	3559,39
К-393,7 МС	шт.	495,9	-	-	-	-	0,30	148,77	-	-	-	-
К-295,3 МС	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,34	156,03	-	-
КС-215,9 СТ	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,68	300,97
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	8,26	40,57	35,67	175,14	28,74	141,11	68,57	336,68
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт	1268											
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	0			362,41		1136,44		1973,35		4203,65	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.	9106,24			3124,21		18231,89		38558,76		43274,38	
Всего по сметному расчету, руб	112295,48											

Таблица К.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-426	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-324	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-

Продолжение таблицы К.3.

Башмак колонный БКМ-245	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКОК-127	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ЦПЦ-426/490	шт.	29,3	4	117,2	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ-324/394	шт.	32,5	-	-	43	1397,5	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ 245/324	шт.	25,4	-	-	-	-	29	736,6	-	-
Центратор ЦПЦ 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	51	1295,4	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	20	374,0
Центратор-турбулизатор ЦТГ 127/208	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	7	130,9
ЦКОДУ-426	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-324	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-245	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
ЦКОДУ-127	шт.	95,0	-	-	-	-	-	-	1	95,0
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-426	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-324	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-168	шт.	16,70	-	-	-	-	-	-	1	16,70
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-168	шт.	16,70	-	-	-	-	-	-	1	16,70
ПХГМЦ. 127/168	шт.	4562	-	-	-	-	-	-	1	4562,0
Головка цементирующая ГЦУ- 426	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ- 324	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ- 245	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементирующая ГЦУ- 178	шт.	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат, зависящих от времени	руб.	7062,00		12286,05		13439,25		19255,18		

Продолжение таблицы К.3.

Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324х9,5	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 178х10,4	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 168,3х9,2	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
Обсадные трубы 127х7,5	м	19,64	-	-	-	-	-	-	769	15103,16
ПЦТ-II-150	т	26,84	8,5	228,14	123,92	3326,01	-	-	-	-
ПЦТ-II-150	т	28,68	-	-	-	-	2,3	65,96	6,4	183,55
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	27,3	541,63
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт	1268									
Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	3997,85		37954,02		55362,16		92364,65		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.	11630,58		49635,04		67625,08		114211,62		
Всего по сметному расчету	руб.	253658,52								

Таблица К.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 591 944
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 909 867
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	540 128
	Итого по главе 1	93 656	22 041 939
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	41 879 120
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 671 458
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 272 542
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	393 976
	Итого по главе 2	204 924	48 217 096
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	111 277	26 189 042
3.2	Крепление скважины	239 499	56 366 090
	Итого по главе 3	350 776	82 555 132
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 303 608
4.2	Консервация скважины	6 872	1 617 325
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 901 628
	Итого по главе 4	28 989	6 822 561
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	38 585	9 080 980
	Итого по главе 5	38 585	9 080 980
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 794 548
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	281 008
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	7 204 064
	Итого по главе 6	47 927	11 279 620
	ИТОГО прямых затрат	774 857	182 362 595

Продолжение таблицы К.4.

7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	193 714	45 590 590
	Итого по главе 7	193 714	45 590 590
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	77 486	18 236 330
	Итого по главе 8	77 486	18 236 330
	ИТОГО по главам 1-8	1 046 057	246 189 515
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	256 284	8 457 372
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	46 027	1 518 891
9.3	Северные надбавки; 2,98%	31 173	1 028 709
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.7	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.8	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	77 456	30 211 272
	ИТОГО по главам 1-9	1 123 513	276 400 787
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 092	492 352
	Итого по главе 10	2 092	492 352
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	56 280	13 645 907
	Итого по главе 11	56 280	13 645 907
	ИТОГО	1 181 885	290 539 046
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	290 539 046	
	НДС, 20%	58 107 809	
	ВСЕГО с учетом НДС	348 646 855	

	<i>Сильные стороны проекта:</i> S_1 – сокращение сроков строительства скважины; S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы; S_3 – минимальное загрязнение ПЗП за счет конструкции открытого забоя; S_4 – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования РУС; S_5 – большая зона дренирования пласта;	<i>Слабые стороны проекта:</i> W_1 – необходимость в квалифицированном персонале; W_2 – высокая стоимость производимых работ; W_3 – сложность прокладки скважины; W_4 – большая материалоемкость; W_5 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола;
<i>Возможности:</i> O_1 – высокий уровень спроса на энергоносители; O_2 – использование современного оборудования; O_3 – обеспечение занятости населения Тамской области; O_4 – ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов; O_5 – создание благоприятных условий для жизнедеятельности буровой бригады;	1 – $S_1 O_1 O_2$ 2 – $S_2 O_1 O_2 O_3 O_4$ 3 – $S_3 O_2 O_4$ 4 – $S_4 S_5 O_2$	1 – $W_1 O_1 O_2 O_3 O_4$ 2 – $W_2 W_4 O_2 O_4$ 3 – $W_5 O_1 O_2 O_4$
<i>Угрозы:</i> T_1 – угроза загрязнения окружающей среды; T_2 – сложные метеорологические условия; T_3 – сложные геологические условия; T_4 – технологические риски; T_5 – риск техногенных аварий;	1 – $S_1 T_1 T_4 T_5$ 2 – $S_5 T_5$	1 – $W_1 T_4 T_5$ 2 – $W_3 W_5 T_1 T_4 T_5$

Рисунок К.1 – Матрица SWOT

Приложение Л

(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение М

(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну