

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2725 метров на нефтяном месторождении Томской области

УДК 622.323:622.243. 24(571.16)*

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Галсанов Булат Станиславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение нефтяных и газовых скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Ковалев А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Галсанов Булат Станиславович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2725 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1 июня 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Дебит скважины: 140 м³/сут 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт Ю₁³⁻⁴ 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 40 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 2415–2515 м. 7. Способ цементирования: по расчету 8. Способ перфорации: кумулятивный 9. Способ вызова притока: с использованием пенных систем
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

	2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. 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
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Алексеев Николай Архипович, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Галсанов Булат Станиславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Галсанов Булат Станиславович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		14.02.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Галсанов Булат Станиславович		14.02.2017г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Галсанов Булат Станиславович

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2725 метров на нефтяном месторождении Томской области. Область применения: нефтегазовая отрасль
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу(выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу(сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу(отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению

предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.02.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		14.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Галсанов Булат Станиславович		14.02.2017

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 с., 16 рис., 37 табл., 36 литературных источников, 17 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть, ВЗД, температура, буровой раствор.

Объектом исследования является нефтяное месторождение ХМАО.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Томской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть глубиной 2725 метров Томской области Каргасокском районе.

В своем спецвопросе я рассмотрел бурение многоствольных скважин. Последние достижения в горизонтальном бурении, используемые отдельно или вместе в различных комбинациях, способны совершить революционные преобразования в технологии разработки коллектора многоствольными скважинами.

Под многоствольным бурением понимается бурение ряда ответвлений от горизонтальной или наклонной скважины в целях увеличения зоны дренажа.

Вся необходимая для бурения таких скважин техническая база у ведущих мировых фирм уже имеется. Сервисными компаниями разработан целый ряд систем по бурению ответвлений и присоединения их обсадных колонн к главной скважине.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «Компас-3DV16» и в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Оглавление

Введение.....	12
1 Общая и геологическая часть	13
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ	13
1.2. Геологические условия бурения	15
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	15
1.4. Зоны возможных осложнений.....	15
2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
2.1Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2. Обоснование конструкции скважины	17
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	21
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	23
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	23
2.3. Углубление скважины	23
2.3.1. Выбор способа бурения	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	24
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	25
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны	27
2.3.7.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	28
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины	32
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.4.1. Расчет обсадных колонн	33
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	39
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	42
2.5 Выбор буровой установки	44
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	45
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Ямальский филиал АО "ССК"	53
4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	56
4.3 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	58

4.4. Линейный календарный график выполнения работ	59
4.5. Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	60
5. Социальная ответственность	61
5.1. Введение	61
5.2. Производственная безопасность	62
5.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды	62
5.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды	66
5.3. Экологическая безопасность	70
5.3.1. Атмосфера	70
5.3.2. Гидросфера	70
5.3.3. Литосфера	71
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.5.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)	74
5.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
Заключение	78
Список использованных источников	79
Приложение	81

Введение

На сегодняшний день нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира. Они используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик, каучук и многое другое. Невозможно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть в Кургаском районе, Томской области. Курсовой проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1. Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения представлена в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

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

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	с. Каргасок (73 км) г. Томск(410 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

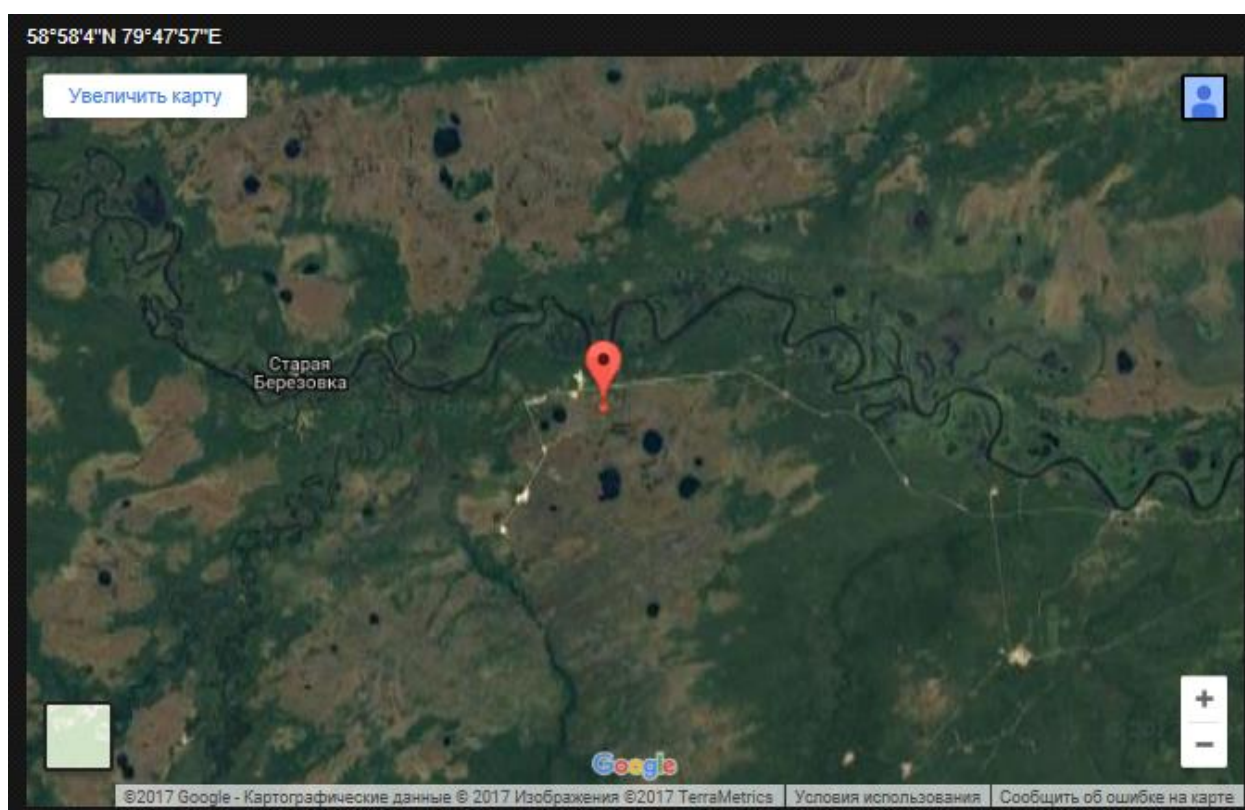


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлена в таблице В.1 в приложении В.

Литологическая характеристика разреза скважина представлена в таблице В.2 в приложении В.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлена в таблице В.3 в приложении В.

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице В.4 в приложении В.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 824-2725 м в большей части сложен алевролитами и аргиллитами, которые имеют высокую твердость. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить крепкие и твердые породы.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют. Что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны. Забойные температуры в интервале продуктивного пласта достигают 99 градусов, что облегчает выбор рецептуры цементного раствора.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Нефтегазоводоносность разреза скважины представлена в таблице В.5 в приложении В.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 7 водоносными и 1 нефтегазоносным пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2666-2674 м. (нефтеносный) горизонтальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Так же, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации.

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлена в таблице В.6 в приложении В

Краткая характеристика возможных осложнений

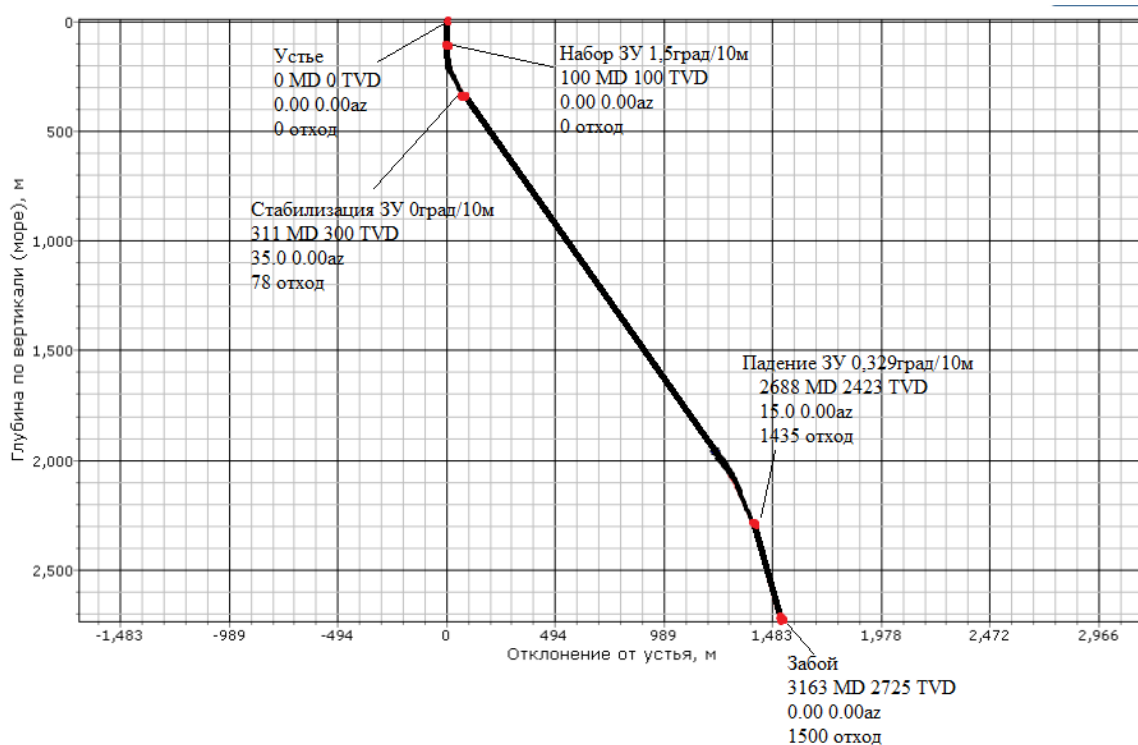
В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, в интервалах 0-340 м и 824-1674 возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале 340-470 и 2626-2646 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу, а так же делать проработку и промывку скважины.

Интервалы 470-2690 м характеризуются наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость бурить с минимальной вязкостью и СНС бурового раствора, ввести смазочные добавки в буровой раствор. СПО вести с ограничением скорости, не допуская затяжек и посадок бурильного инструмента, а так же ограничить время по оставлению инструмента в скважине без движения не более 30 минут.

2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины



2.2. Обоснование конструкции скважины

Мощность четвертичных отложений составляет 10 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 20 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 480 м, но выбирается глубина 500 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Спуск эксплуатационной колонны производится до глубины 2725 м.

Кондуктор и направление цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 150 м, поскольку скважина нефтяная. Конструкция скважины представлена на рисунке 2.

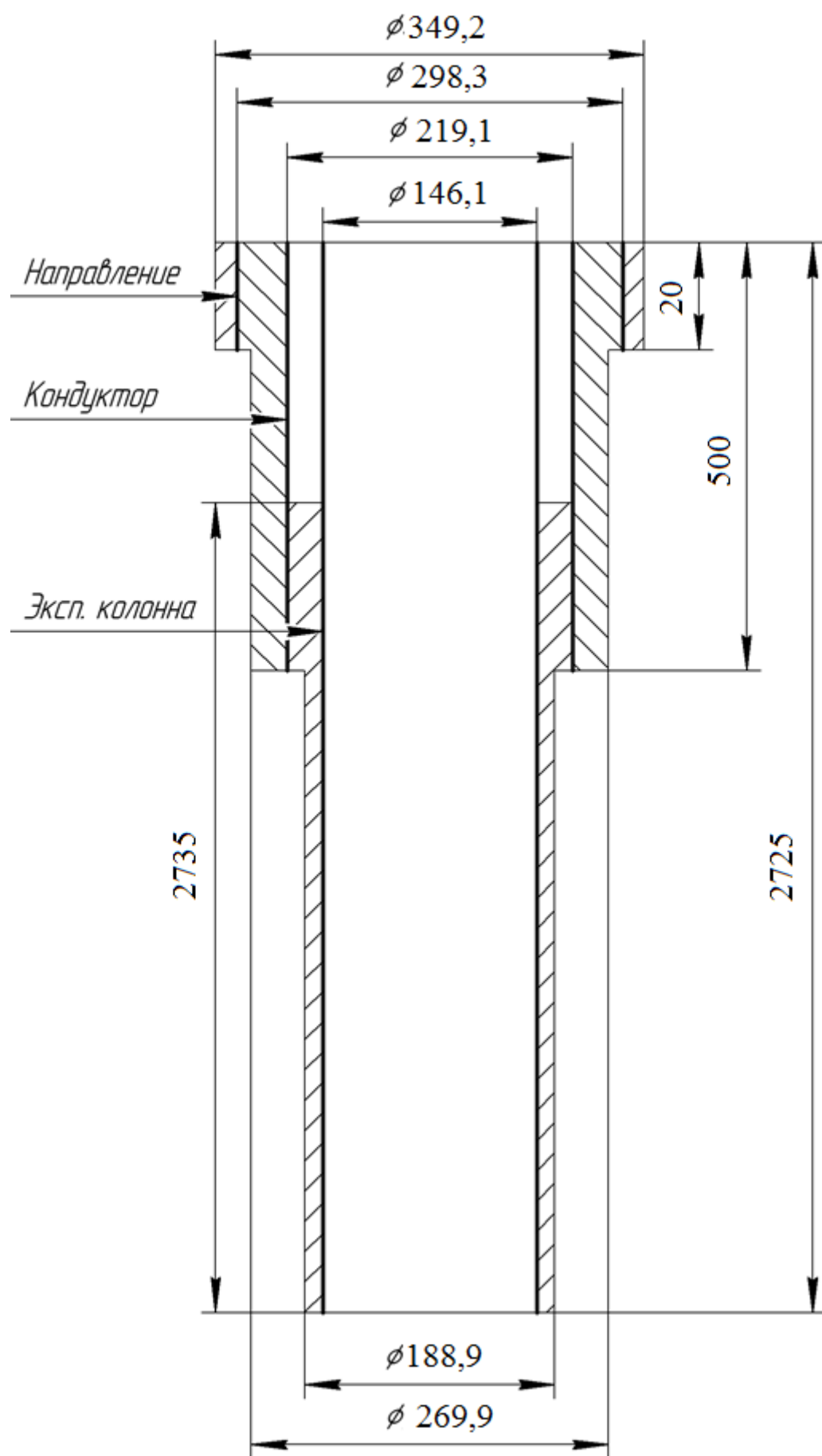


Рисунок 2 – Проектная конструкция скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – Трещинно-кавернозно-поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически однородным.

2.2. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида, т.к. нет близко расположенных к продуктивному пласту водонапорных горизонтов.

2.3. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,102$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

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

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

$$80 \geq 56,05 \text{ МПа.}$$

Так как условие (1) устойчивости выполняется, порода-коллектор в призабойной зоне устойчива.

Под наш тип коллектора подходит конструкция забоя смешанного представленная на рисунке 3

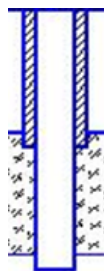


Рисунок 3- Конструкция забоя

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений для определения числа обсадных колонн и определения интервалов, несовместимых по условиям бурения (рис. 4). Из графика видно, что интервалов, несовместимых по условиям бурения нет, поэтому промежуточные колонны не требуются.

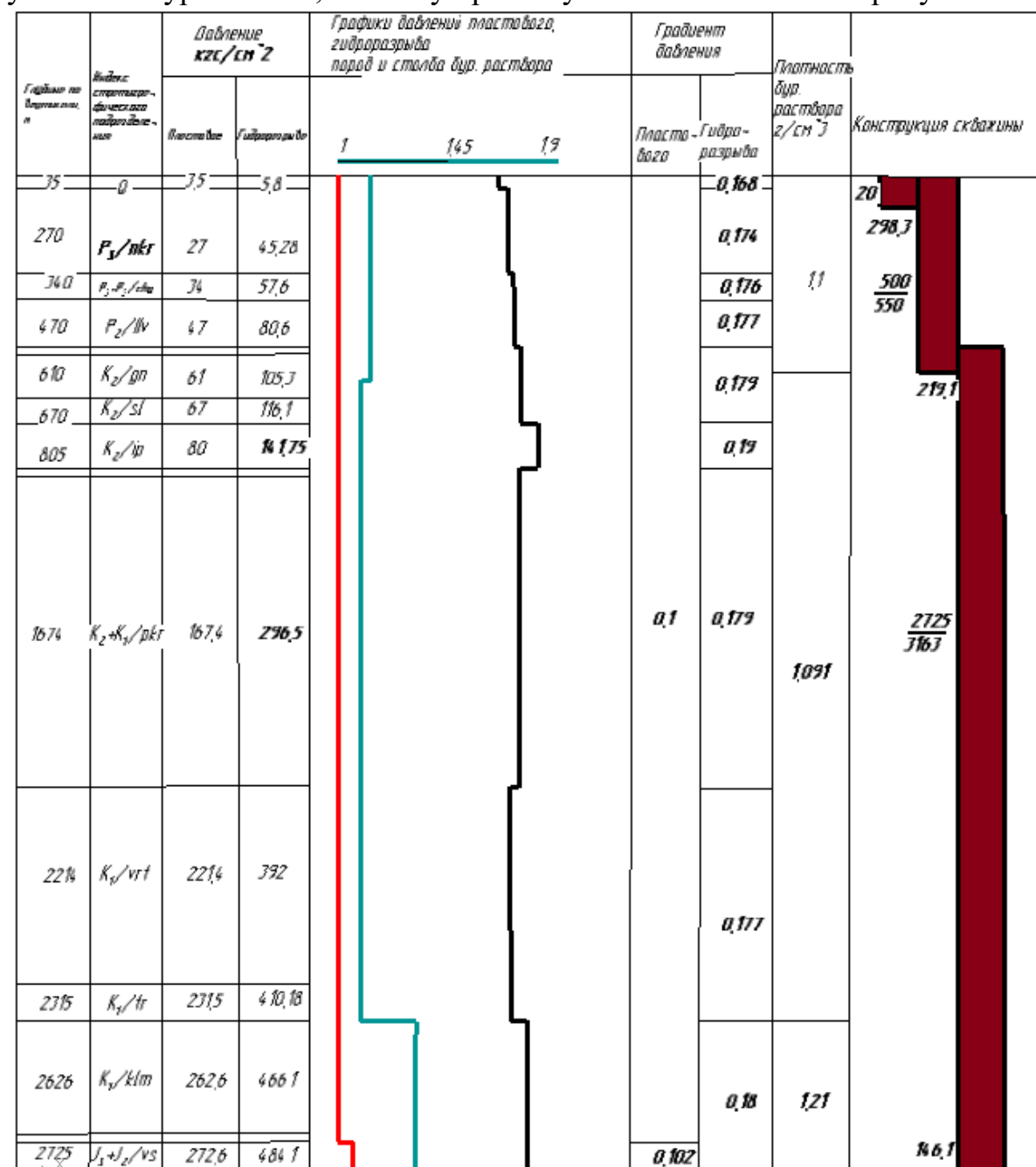


Рисунок 4 - Совмещенный график давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Таблица 4 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	140
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	28,05
L, м	Длина скважины	2725
P_f , г/см ³	Плотность пластового флюида	0,769
$gradP_{ГР}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,017

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.
3. В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвешного устройства.
4. В случае использования комплекса манжетного цементирования нижний уровень тампонажного раствора ограничивается расположением манжеты.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	20	20	20	20	0-20	0-20	298,5	349,2
Кондуктор	480	500	550	550	0-500	0-550	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	2725	2725	3163	3163	350-2725	400- 3163	146,1	186,0

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервалы цементирования представлены в таблице 5.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметры скважины и обсадных колонн представлены в таблице 5.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 8,331МПа.

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

Также выбирается колонная головка – ОКК1–1-21-146х219 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна) .

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-20	Направление	Роторный
20-500	Кондуктор	ВЗД
500-2725	Эксплуатационная колонна	ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения данной скважины нет необходимости в применении расширителя.

Данные по выбору оптимальных долот и калибраторов сведены в одну общую таблицу (таблица 7).

Таблица 7 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0–20	20–500	500-2725
Шифр долота		349,2 GRD 111	269,9 FD 268SM	PDC 190,5 FD 388MH- A97
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр (долото/калибратор), мм		349,2/-	269,9/269,9	190,5 мм /190,5 мм
Тип горных пород		M3	M3	C3
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3- 152	Ниппель 3- 152	Ниппель 3- 117
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg
Длина, м		0,435	0,390	0,395
Масса, кг		104	80	38
G, тс	Рекомендуемая	32-40	2-10	2-10
	Предельная	42	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-440	60-250
	Предельная	320	460	270

Для бурения под направление будем использовать трехшарошечное долото диаметром 349,2 мм типа M3. Для бурения под кондуктор и эксплуатационку используем долота PDC диаметром 269,9 и 190,5 соответственно.

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Результаты расчета частоты вращения долот на интервалах, представлены в таблице 8

Интервал		0-20	20-500	500-2725
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		3	2	2
$D_{д}$	м	0,3492	0,2699	0,1905
	мм	349,2	269,9	190,5
$\tau, \text{ мс}$		6	-	-
z		20	-	-
α		0,7	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		164	141	200
$n_2, \text{ об/мин}$		323	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		604	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		164	141	200

Таблица 8 – Частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервалах бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это можно объяснить тем, разрез в этих интервалах складывается крепкими абразивными породами, что может привести к дополнительным вибрационным нагрузкам на долота, а вследствие к их преждевременному износу.

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице 9.

Таблица 9- Результаты проектирования параметров забойных двигателей

Интервал		0-20	20-500	500-2725
Исходные данные				
Дд	м	0,3492	0,2699	0,1905
	мм	349,2	269,9	190,5
Goc, кН		6,98	8,8	8,8
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
Дзд, мм		-	215,92	152,4
Мр, Н*м		-	433	309,6
Мо, Н*м		-	134,95	95,25
Муд, Н*м/кН		-	33,88	24,36

Бурение интервала под направление 0 – 20 метров производится роторным способом. На интервале 20-500 будет использоваться забойный двигатель ДРУ-240РС, данный двигатель может обеспечивать необходимый высокий рабочий момент для разрушения крепких горных пород. Также данный двигатель позволит набрать необходимый зенитный угол на участке набора зенитного угла. На интервале 500-2725 будет использоваться забойный двигатель ДРУ2-172РС он соответствует всем необходимым параметрам необходимым для качественного разбуривания данного интервала. Технические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10- Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	20-500	240	8570	2247	30-75	20-160	22,5	48-379
ДРУ2-172РС	500-2725	172	7710	1078	19-38	40-230	6,5	28-156

Расчет необходимого расхода бурового раствора представлен в приложении М.1 приложения М. Выбранные винтовые забойные двигатели, проходят по результатам дополнительный проверочных расчетов. Следовательно, запроектированные двигатели могут быть использованы для бурения скважины.

2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Проектирование бурильной колонны для интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну представлены в таблицах 11,12.

Таблица 11- Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-219	203	8	1712
2	УБТ - 219	178	16	3782,4
3	УБТ - 178	146	8	1225,6
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 147*7 Д	147	360	12240
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 147х76,2	147	120	7630,9

Таблица 12- Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-146	146	16	2624
2	УБТ - 146	146	96	8870,4
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 108*4,5 Д	108	2387	31584
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 108	108	32	1952

Компоновка низа бурильной колонны под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну представлены в приложении К.1, К.2, К.3 приложения К.

Измерение параметров в процессе бурения проектируется производить с помощью инклинометров.

В целях скорейшего предотвращения возможных прихватов инструмента в скважине, проектируется комплект аварийного оборудования, в том числе гидравлический ясс.

2.3.7.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливают исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры. При выборе типа бурового промывочного раствора ставится цель достичь такого соответствия свойств раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушения устойчивости или другие осложнения процесса бурения. Буровой раствор выбирают с учётом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения невозмущенного состояния.

Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей.

Кондуктор

Для бурения интервала под кондуктор будет применен полимерглинистый буровой раствор. Раствор будет иметь низкий показатель фильтрации, что предотвратит размачивание аргиллитов и предотвратит осыпи и обвалы.

Эксплуатационная колонна

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну будет использоваться биополимерный буровой раствор. Данный буровой раствор позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное

оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 15. В таблице 16 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 15- Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	20	1,1	0,1	20	9,81	1121	1590	0,6	0,015	
20	550	1,1	9,1	500	9,81	1091	1617	0,3	0,008	
550	3163	1,05	27,2	2725	9,81	1091	1634	0,3	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	20	1,14	20-40	115-162	40-58	9,1	8-10	1	25	10-20
20	550	1,17	17-26	45-87	19-24	9,1	8-10	2	30	10-20
550	3163	1,17	9-11	15-27	16-24	9	8-10	1	35	10-20

Таблица 16— Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	20	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH , Na_2CO_3
20	550	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na_2CO_3 , НТФК, ПАА, КМЦ, KCl
550	3163	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na_2CO_3 , DRIL-FREE, CaCO_3

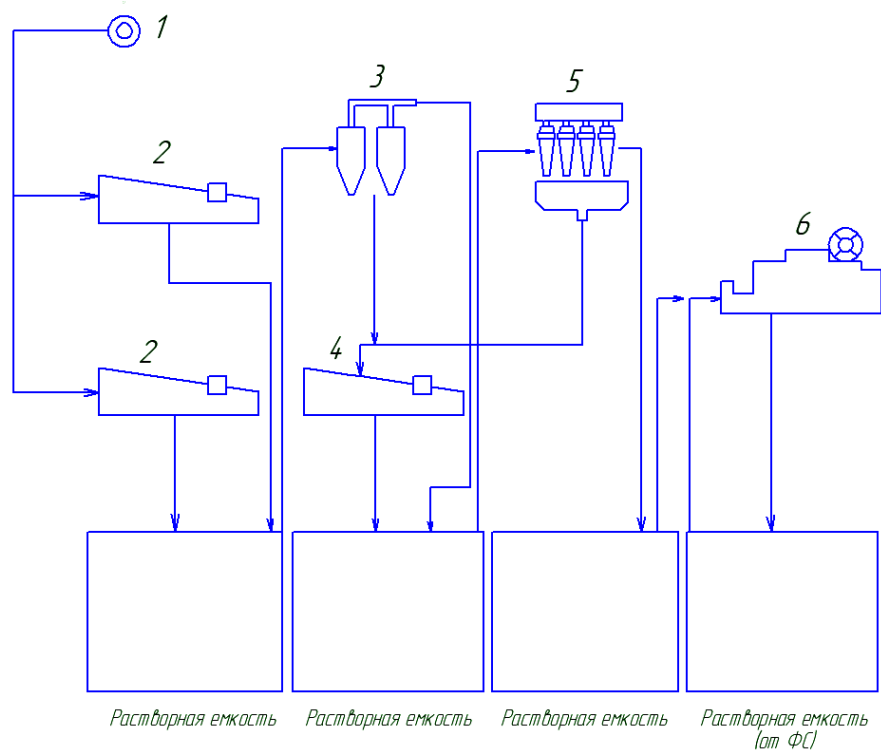


Рисунок 5 — Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Mongoose PT; 3 – пескоотделитель D-Sander 2-12; 4 – ситогидроциклонный сепаратор M-I SWACO; 5 – илоотделитель D-Silter 6T4; 6 – центрифуга M-I SWACO 518 HV.

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе. В таблице 17 представлены исходные данные для расчета гидравлической промывки скважины.

Таблица 17 - Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
3163	0,1905	1,1	27,2	40,8	2600
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,023	УНБТ-950	0,0042	0,02	22,9	1100
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
НУБТ-146	0,146	16		0,08	
УБТ-146	0,146	128		0,08	
ТБТ 108	0,108	32		0,0762	
ПК 108	0,108	2387		0,10862	
ДРУ2-172РС	0,172	7,71		-	

В таблице 18 представлено проектирование гидравлической промывки скважины.

Таблиц 18 - Проектирование гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1435,72	0,99	0,237	0,73	5,65	0,1
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,31	26,49	208,49	0,00009	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
НУБТ-146	10357,6	27765,1	49,3	0,035643992	-
УБТ-146	10357,6	27765,1	49,3	0,360351935	-
ТБТ 108	20141,59	13537,62	156,4	0,026396628	0,000063
ПК 108	20141,59	13537,62	156,4	2,655598021	0,0036
ДРУ2-172РС	12418,19	24593,8	68,67	0,013151068	-

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	866	глубина скважины, м	2880
высота столба буферной жидкости h_1 , м	750	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1853

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

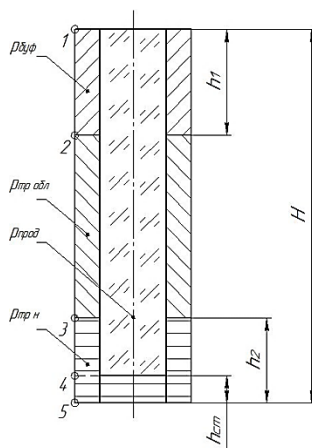


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

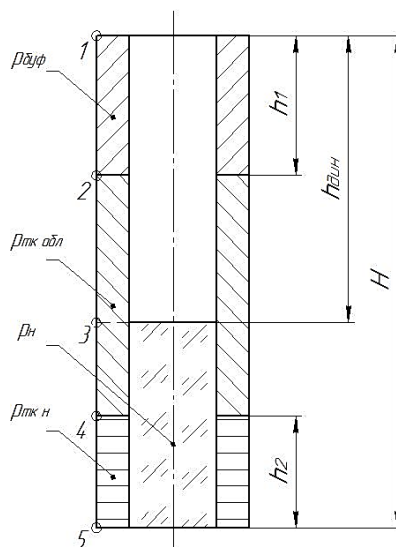


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

В таблице 21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

По расчётам построим эпюру наружных избыточных давлений рисунок 8.

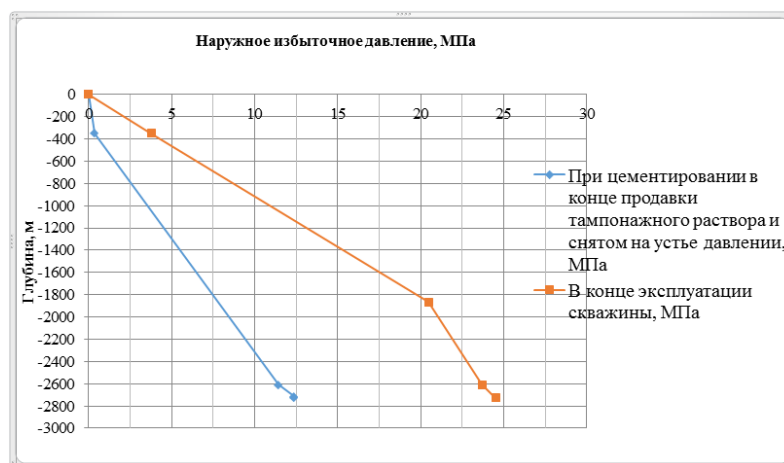


Рисунок 8- Эпюра наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, МПа					
Точки	Наружнее давление		Внутреннее давление		Наружнее избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	0	0	0,00
2	$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1$	3,78	$P_{в2} = \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1$	3,43	0,34
3	$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_{1*} - h_2))$	37,03	$P_{в3} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2)$	25,60	11,43
4	$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр\ н} \cdot (h_2 - h_{см}))$	38,99	$P_{в4} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см})$	26,63	12,36
5	$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр\ н} \cdot h_2)$	39,18	$P_{в5} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр\ н} \cdot g \cdot h_{см}$	26,82	12,36

Таблица 20- Расчёт наружных избыточных давлений (при цементировании в конце продавки тампонажного раствора)

В конце эксплуатации скважины, МПа					
Точки	Наружнее давление		Внутреннее давление		Наружнее избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	0	0	0,00
2	$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1$	3,78	0	0	3,78
3	$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + 0,75 \rho_{тр\ обл} \cdot (h_{дин} - h_{1*}))$	20,49	0	0	20,49
4	$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + 0,75 \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_2 - h_{1*}))$	28,72	$P_{в4} = \rho_{неф} \cdot g \cdot (-H + h_2 + h_{дин})$	5,03	23,68
5	$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + 0,75 \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_{1*} - h_2) + 0,75 \rho_{тр\ н} \cdot h_2)$	30,33	$P_{в5} = \rho_{неф} \cdot g \cdot (H - h_{дин})$	5,81	24,52

Таблица 21- Расчёт избыточных давлений (конец эксплуатации скважины)

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

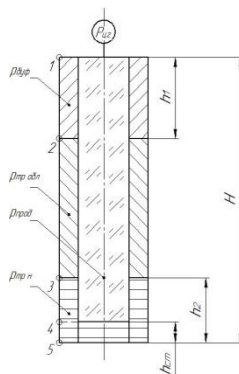


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

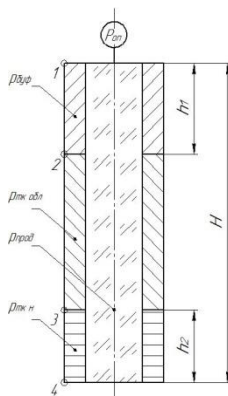


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В таблице 22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

В таблице 23 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 22 - Расчёт внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора, МПа					
Точки	Наружнее давление		Внутреннее давление		Внутреннее избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	$P_{\text{в}1} = P_{\text{ц}}$	21,61	21,61
2	$P_{\text{в}2} = \rho_{\text{буф}} \cdot g \cdot h_1$	3,78	$P_{\text{в}2} = P_{\text{ц}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot h_1$	25,04	21,27
3	$P_{\text{в}3} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тр обл}} \cdot (H - h_1 - h_2))$	37,03	$P_{\text{в}3} = P_{\text{ц}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_2)$	47,21	10,18
4	$P_{\text{в}4} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тр обл}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{тр н}} \cdot (h_2 - h_{\text{см}}))$	38,99	$P_{\text{в}4} = P_{\text{ц}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_{\text{см}})$	48,24	9,25
5	$P_{\text{в}5} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тр обл}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{тр н}} \cdot h_2)$	39,18	$P_{\text{в}5} = P_{\text{ц}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_{\text{см}}) + \rho_{\text{тр н}} \cdot g \cdot h_{\text{см}}$	48,43	9,25

Таблица 23- Расчёт внутренних избыточных давлений при опрессовке скважины

При опрессовке эксплуатационной колонны, МПа					
Точки	Наружнее давление		Внутреннее давление		Внутреннее избыточное давление, МПа
	Формула	Расчёт	Формула	Расчёт	
1	0	0	$P_{\text{в}1} = P_{\text{ц}}$	12,5	12,50
2	$P_{\text{в}2} = \rho_{\text{буф}} \cdot g \cdot h_1$	3,78	$P_{\text{в}2} = P_{\text{ц}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot h_1$	15,93	12,16
3	$P_{\text{в}3} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тк обл}} \cdot (H - h_1 - h_2))$	28,72	$P_{\text{в}3} = P_{\text{ц}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_2)$	38,10	9,39
4	$P_{\text{в}4} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тк обл}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{тк н}} \cdot h_2)$	30,33	$P_{\text{в}4} = P_{\text{ц}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot H$	39,23	8,91

Построим эпюру внутренних избыточных давлений по найденным давлениям при опрессовке эксплуатационной колонны и при цементировании в конце продавки тампонажного раствора рисунок 11.

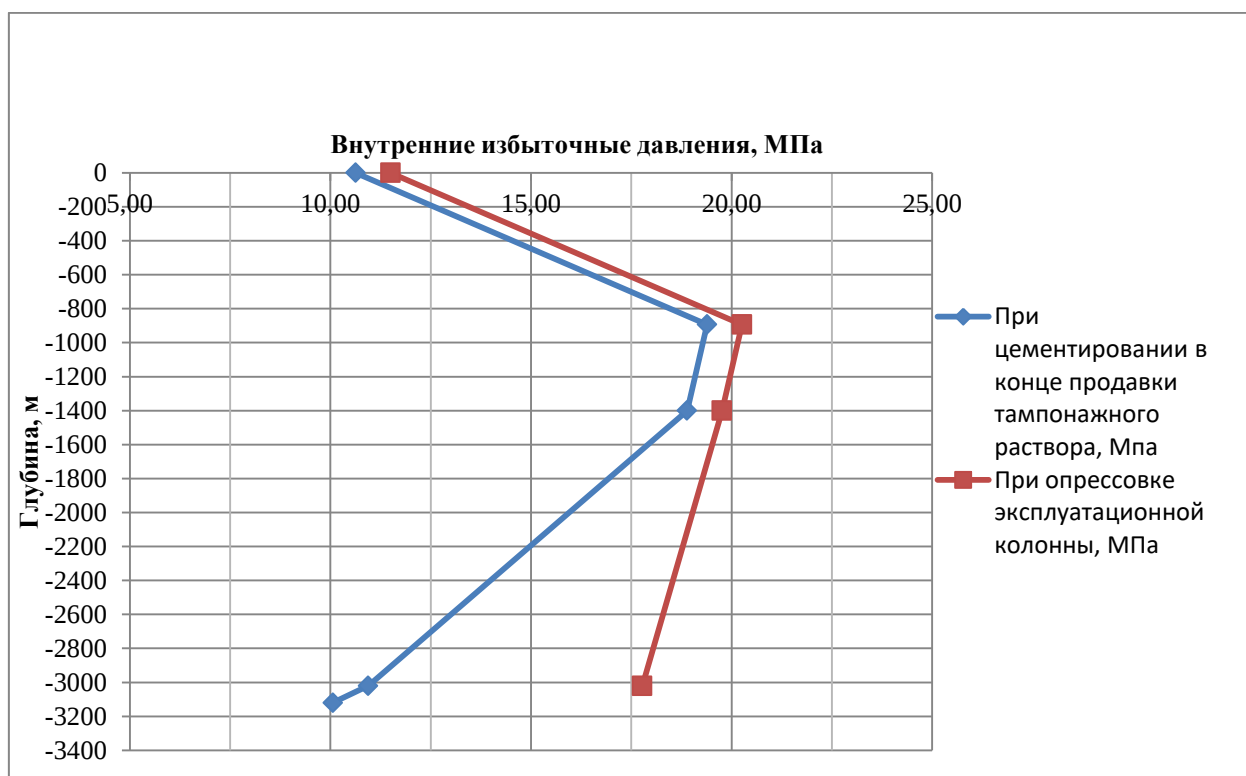


Рисунок 11 - Эпюра внутренних избыточных давлений.

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты расчёта секций обсадной колонны представлена в сводной таблице 24

Таблица 24 - Результаты расчётов обсадной колонны

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес			Интервал установки, м
				1 м трубы, кН/м	Секций, кН	суммарный, кН	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	9,5	184	0,321	59,064	59,064	2939-3123
2	Д	7,7	561	0,338	136,3	195,38	2378-2939
3	Д	6,5	2378	0,226	538,42	733,8	0-2378

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}},$$
$$35,74 + 0,218 \leq 0,95 \cdot 48,1$$
$$35,958 \leq 45,695;$$

Условие прочности выполняется, применяем одноступенчатое прямое цементирование скважины.

2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 25.

Таблица 25 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{\text{тр}} = 1900 \text{ кг/м}^3$	1318	3,49
$\rho_{\text{обтр}} = 1500 \text{ кг/м}^3$	29756	29,09
Сумма	31074	32,58

2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 26.

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	20,1
Продавочная	149

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведена спроектированной технологическая схема с применением осреднительной емкости.

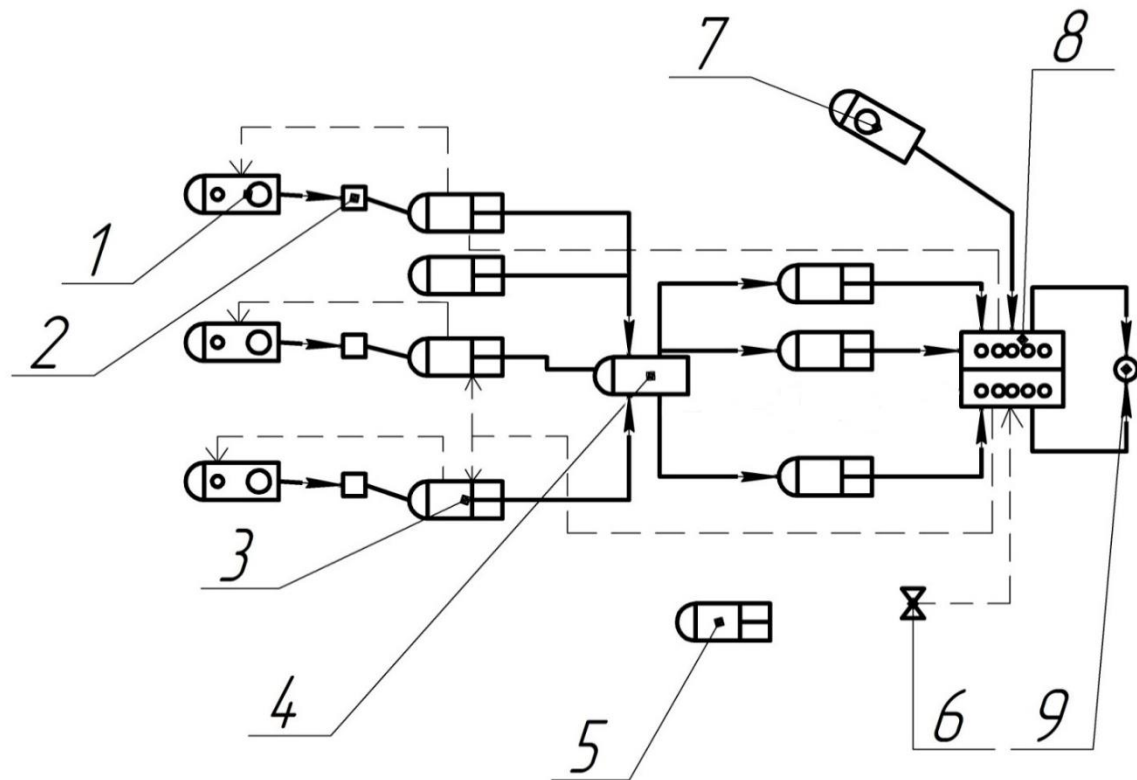


Рисунок 12 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:
1– цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная ёмкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСПЦ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

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 13.

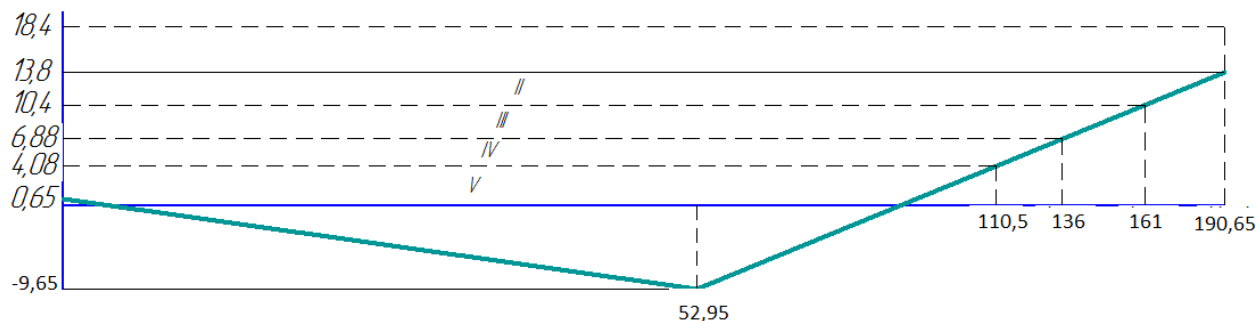


Рисунок 13- График изменения давления от закачиваемого объема тампонажного раствора

В таблице 34 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	94,17
IV	6,34
III	7,96
II	7,58

Таблица 34 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цсм}}$ составляет 80,57

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

С целью обеспечения высокого качества цементного камня проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный БКМ-146 ОТТМ;
- ЦКОД–146 ОТТМ предназначен для цементирования скважин с большим зенитным углом, так же для упора продавочной пробки.
- цементирующая головка ГЦУ-146;
- разделительная пробка ПРП-Ц-146

-центраторы ЦПН-146/189. В интервале от 311-3163 устанавливается по одному центратору через каждые 20 м, это связано с большими зенитными углами. В интервале 0-311 устанавливается по одному центратору через 50 м, так как в данном участке зенитный угол незначительный (интервалы установки и их количество представлены в таблице 35)

Таблица 35 – Интервалы установки центраторов

Интервал установки, м	Тип центратора	Количество, шт
311-3163	ЦПН-146/189	142
0-311	ЦПН-146/189	7

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Пеной называется двухфазная система, состоящая из раствора поверхностно-активного вещества и газа (воздуха). В нефтепромысловой практике для вызова притока и освоения скважины используются пены на основе водного раствора ПАВ (например, сульфанола) и воздуха (газа). Основной особенностью пены является возможность регулирования в широких пределах ее плотности.

Принципиально возможно получение пены по двум технологиям:

1. Приготовление пены на поверхности - затем ее закачивают в скважину (широко применяется в настоящее время).
2. Приготовление пены в скважине - закачивают в скважину отдельно растворы ПАВ и газ.

Для приготовления пены на поверхности используется специальное устройство, называемое аэратором, на вход которого подают растворы ПАВ и газ, а на выходе получают пену.

Сущность способа вызова притока пенами с использованием эжекторов

Данную технологию применяют при вызове притока в разведывательных и эксплуатационных скважинах, пластовое давление которых равно гидростатическому или меньше него. Суть технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов заключается в приготовлении двухфазных пен, замене ими воды, за счет чего создается необходимая величина депрессии.

Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать компрессоры пневматической системы буровых установок как источник

сжатого воздуха. Можно использовать и передвижные компрессоры высокого давления. Основные факторы, обеспечивающие условия взрывобезопасности при освоении скважин с помощью этого технологического процесса по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом, следующие:

- уменьшение вероятности внутрискважинного горения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;
- использование сжатого воздуха низкого давления.

Для освоения скважины необходимо следующее оборудование (устье скважины оборудуют согласно проекту на ее сооружение):

- передвижной компрессор (УКП-80, КПУ 16/100 и др.) или компрессоры пневматической системы буровой установки (КТ-6, КТ-7, КСЕ-5М);
- цементируемый агрегат ЦА-320М с диаметром цилиндрических втулок не более 115 мм;
- дополнительный цементируемый агрегат ЦА-320М для подачи воды (в отсутствие действующего водонапорного водопровода);
- в зимний период в отсутствие котельной установки - промышленная паровая передвижная установка ППУА-1200/100;
- манометр показывающий класса 2,5 с границей измерения до 40 МПа по ГОСТ 2405-80;
- эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-1;
- в случае использования передвижных компрессоров эжектор должен быть укомплектован насадкой с диаметром выходного отверстия 5,6 мм, камерой смешения с диаметром цилиндрической части 10 мм (расстояние между ними 10 мм).

Для приготовления пенообразующих жидкостей необходимо использовать следующие материалы:

- техническую воду;
- поверхностно-активные вещества - сульфонол по ТУ 6-01-862 - 73; ОП-7; ОП-10 по ГОСТ 8433 - 81 и др.

Перед проведением процесса вызова притока следует спустить в скважину лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5-10 м выше интервала перфорации.

Перед началом процесса вызова притока устье скважины оборудуют трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечить возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременно выброс жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность совершения самоизлива пены из межтрубного и трубного пространства одновременно.

2.5 Выбор буровой установки

Проектируется применение буровой установки БУ-3200/200-ЭУК, результаты проектирования представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	95,311	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,09
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	127,89	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,56
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	175	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,14
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{влб}$)	200	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,39 > 1,25
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	95,311		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	127,89		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	15	1012,45	
3	31	934	
4	25	615,5	
5	18	396,1	
6	32	241,1	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

“Многоствольные скважины”

Многоствольная скважина – это скважина с одним или несколькими дополнительными стволами-ответвлениями от основного ствола. Это может быть обычная эксплуатационная скважина, уплотняющая скважина или боковой ствол/стволы, пробуренные из существующей скважины. Различают многоствольные и многозабойные скважины представленных на рисунке 14.

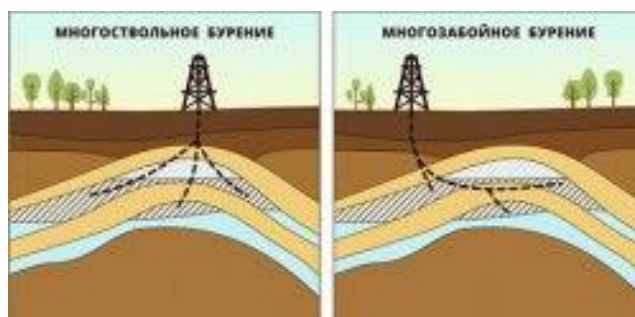


Рисунок 14 – Многоствольные скважины

Многоствольное бурение

История

Сама идея технологии многоствольного бурения имеет весьма давнюю историю. Первый патент на эту технологию был получен в США в 1929 году. После этого последовали дополнительные патенты и первые рудиментарные попытки осуществить бурение многоствольной скважины.

Первая действительно успешная многоствольная скважина была пробурена в Башкирии в 1953 году. Это была скважина №66/45, пробуренная Александром Григоряном, которого по праву считают отцом технологии многоствольного бурения.

Технология

Вся необходимая для бурения таких скважин техническая база у ведущих мировых фирм уже имеется. Сервисными компаниями разработан целый ряд систем по бурению ответвлений и присоединения их обсадных колонн к главной скважине.

Такие системы изготавливаются из стандартных труб. В колонне вырезается окно, в котором устанавливается подвижная заслонка. Секция обсадной трубы с окном заворачивается в композитный материал, обеспечивающий герметичность обсадной колонны. Композитный материал легко разбуливается, позволяя без затруднений входить в породу, исключая проблемы, связанные с фрезерованием обсадной колонны. Может быть установлено любое количество окон, что позволяет обеспечить полный контроль системы отбора пластовой жидкости. Система позволяет производить установку и ориентирование отклонителя и доступ в боковые стволы или в участок главной скважины, расположенный ниже. Ориентирование окон относительно друг друга осуществляется с помощью спрямляющего переводника при установке главной обсадной колонны. Для определения взаимного ориентирования окон перед началом установки системы проводится каротаж. Каждый боковой ствол может быть закончен с применением хвостовика или оставлен открытым.

Восстановимое отклоняющее приспособление может быть установлено в любой секции обсадных труб, имеющей окно, давая возможность бурить боковые ответвления в любой последовательности, с последующим использованием в течение времени эксплуатации скважины. После спуска обсадной колонны и установки отклоняющего приспособления в выбранной секции, имеющей окно, используется компоновка направленного бурения для разбуливания композитного материала и резки бокового ствола. Хвостовик, спускаемый в боковой ствол (обычно диаметром 88,9 мм), механически присоединяется к основной обсадной колонне. Это присоединение обеспечивает доступ в боковой ствол, при этом внутренний диаметр обсадной колонны основного ствола не изменяется.

Механизм подвижной заслонки используется для жесткого присоединения подвесной муфты хвостовика к главной обсадной колонне. Существующая в настоящее время конструкция системы использует отклоняющее приспособление, обеспечивающее доступ в боковые ответвления в течение всей жизни скважины. Однако в ближайшем будущем предусматривается обеспечить доступ в ответвления путем использования специального переводника в составе компоновки для ремонта скважин, возможно и для случая непрерывной НКТ.

Типы бурения многоствольных скважин

Снизу вверх.

Основной ствол бурится на предельную глубину для подсечения наиболее глубокозалегающего горизонта изучаемого объекта, а забуривание дополнительных стволов - для подсечения полезного ископаемого от нижних горизонтов к вышерасположенным.

Геофизические исследования должны выполняться сразу же после окончания бурения каждого ствола.

Технология эффективна при проведении работ по сгущению разведочной сети, например, при переходе предварительной разведки к детальной и повышению категоричности запасов полезного ископаемого; она наиболее рациональна для разведки пологозалегающих пластов, крутопадающих зон сравнительно выдержанных по мощности на значительные глубины столбообразных, штокверковых и тому подобных тел и др.

Сверху вниз

Осуществляется бурение основного ствола скважины до определенной глубины, на которой в результате резкого искривления забуривается 1-й дополнительный ствол для подсечения верхнего горизонта рудного тела.

Далее продолжается бурение основного ствола до следующего интервала и на этой глубине забуривается 2-й и последующие дополнительные стволы, в том числе и из ранее пробуренных дополнительных стволов. По этой схеме осуществляется изучение промышленной минерализации по глубине ее распространения от верхних к нижним, а также в параллельных геологических разрезах, с сохранением геологического принципа последовательности разведки месторождений от изучаемого к неизвестному, что позволяет прекратить бурение скважины в случае выклинивания рудной зоны.

При этом методе основной ствол остается свободным, что позволяет выполнять весь комплекс последующих геофизических исследований в процессе бурения каждого ствола.

Технология эффективна для поисков и разведки месторождений, имеющих сложное строение зоны полезного ископаемого: непостоянную, изменчивую мощность, крутое падение (более 40-50%), значительную протяженность по глубине, неравномерное содержание полезного ископаемого в изучаемом объекте и неравномерное распределение полезного компонента в блоках промышленного содержания и др.

Параллельно

Основной ствол бурится параллельно крутопадающей рудной зоне с висячего или лежащего бока, а дополнительные стволы из него по 1-й или 2-й технологии.

Существуют и безклиновые технологии от искусственного неметаллического забоя, в тч резкий перегиб ствола с естественного забоя, бурение направляющего ствола уменьшенного диаметра, забуривание при расширении скважины в анизотропных породах.

В последнее время технологии многоствольных скважин совершенствуются в рамках разработки и внедрении боковых соединений изображенных на рисунке 15, разработке и вводе в действие внутрискважинных инструментов для многоствольных скважин, освоении многоствольных месторождений и на развитии программного обеспечения для построения экономических моделей анализа соотношения цена/качество многоствольных альтернатив.

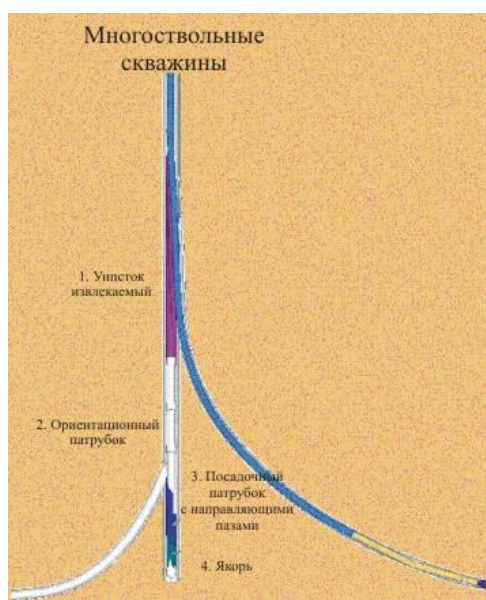


Рисунок 15- Боковые стволы

Оборудование

Система верхнего привода (СВП) предназначена для быстрой и безаварийной проводки вертикальных наклонно направленных и горизонтальных скважин при бурении. Верхний привод совмещает функции вертлюга и ротора и оснащается комплексом устройств для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъемных операций. Наличие устройств для работы с трубами отличает верхний привод от

силовых вертлюгов которые применяются при капитальном ремонте.
Основные преимущества применения СВП:

- экономия времени в процессе наращивания труб при бурении;
- уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента;
- расширение (проработка) ствола скважины при спуске и подъеме инструмента;
- повышение точности проводки скважин при направленном бурении;
- повышение безопасности буровой бригады;
- снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну;
- облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки;
- повышение качества керна.

Достоинства и недостатки

Успешная многоствольная скважина, заменяющая несколько «традиционных», может снизить общие затраты на бурение и заканчивание скважин, увеличить продуктивность и обеспечить более эффективный приток нефти из пласта. Более того, применение многоствольных скважин может обеспечить более эффективное управление разработкой месторождения в целом и обеспечить повышение коэффициента извлечения нефти. К недостаткам относятся техническая сложность для реализации технических средств.

Опыт строительства в мире и статистика

К сожалению, технология многоствольного бурения, которая была разработана ВНИИБТ еще в 1950-х годах, не востребована российскими нефтегазодобывающими предприятиями из-за отсутствия необходимых для реализации такой технологии технических средств. Только сегодня разрабатываются телеметрические системы контроля бурения, винтовые забойные двигатели, долота с высокой стойкостью, системы селективного крепления ствола, эффективные системы буровых растворов.

Большая часть многоствольных скважин пробуренных с 1953 года относятся к уровням сложности 1 и 2 по классификации TAML. Бурение скважин этих уровней сложности стало настолько распространенным, что на сегодня

статистика по их количеству уже не ведется. Их общее количество в мире оценивается в более 10000 скважин.

Широкое распространение применения многоствольных скважин в разработке месторождений привело к развитию и усложнению технологии:

- 1993 г. – пробурена первая многоствольная скважина по уровню 3 (Канада, провинция Альберта, компания Shell)
- 1994 г. – пробурена первая многоствольная скважина по уровню 4 (Канада, провинция Альберта, компания Shell)
- 1995 г. - пробурена первая многоствольная скважина по уровню 5 (США, Мексиканский залив, компания BP)

Многозабойное бурение

Многозабойные скважины являются дальнейшим развитием технологии наклонно направленного и горизонтального бурения. Извлечение нефти производится из одного наиболее близкого к вертикали ствола, а ответвления служат дополнительными дренажными каналами, по которым нефть поступает в основной ствол из отдаленных участков нефтеносного пласта, а также из вскрытых стволами высокопродуктивных трещин или линз, остающихся между обычными однозабойными скважинами и не затронутых разработкой. Другими словами, под многозабойными скважинами (МЗС) понимаются скважины, имеющие в нижней части основного ствола разветвления в виде двух или более протяженных горизонтальных, пологонаправленных или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта.

История

Впервые М. б. осуществлено в США в штате Техас (1930). Ответвления бурились специально спроектированными для этой цели шарнирными и в виде гибкого шланга бурильными трубами, которые приводились во вращение с земной поверхности. Недостаточная прочность таких труб и сложность технологии ограничили длину дополнительных стволов до 30 м. Новый принцип — использование забойных двигателей (турбобуров, электробуров) был впервые реализован в СССР по предложению А. М. Григоряна, В. А. Брагина и К. А. Царевича в 1948, когда этим методом были пробурены первые многозабойные скважины. Это позволило применить обычные высокопрочные

бурильные трубы и увеличить длину дополнительных стволов до нескольких сотен метров.

Технология

Для проводки многозабойной скважины используется комплекс технических средств и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающих проводку стволов в заданном направлении. Для искривления стволов применяются специальные снаряды, клинья, укороченные забойные двигатели с отклоняющими приспособлениями. Контроль пространственного положения ствола осуществляется с помощью инклинометра, дающего информацию об азимутальном и зенитном углах оси скважин. Дополнительные стволы имеют на участке набора кривизны резко искривлённые профили. Положение оси ствола в призабойной части может быть почти горизонтальным.

В практике многозабойного бурения применяется две последовательности забуривания дополнительных стволов: "сверху — вниз" и "снизу — вверх". При забуривании "сверху — вниз" буровые работы идут в направлении от изученного объекта к неизвестному. Такой порядок работ позволяет своевременно прекратить бурение, например, в случае выклинивания рудного тела, и наоборот, продолжить бурение ниже проектной глубины, например, в случае неожиданного обнаружения полезных ископаемых. Поэтому забуривание "сверху — вниз" применяется при поисках и разведке месторождений, имеющих сложное строение зон залегания полезных ископаемых: переменную мощность, крутое падение пласта, значительную протяжённость по глубине, неравномерное содержание полезных ископаемых. Последовательность проходки дополнительных стволов "снизу — вверх" наиболее целесообразно использовать при проведении буровых работ по сгущению разведочной сети, например при работах по уточнению категорийности запасов полезных ископаемых.

Отклонители

Назначение отклоняющих устройств — создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины в целях искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурильных колонн. Они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

В турбинном бурении в качестве отклоняющих устройств применяют кривой переводник, турбинные отклонители типа ТО и ШО, отклонитель Р-1, отклонитель с накладкой, эксцентричный ниппель и др.; в электробурении — в основном механизм искривления (МИ); в роторном бурении — отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и др. изображенных на рисунке 16.

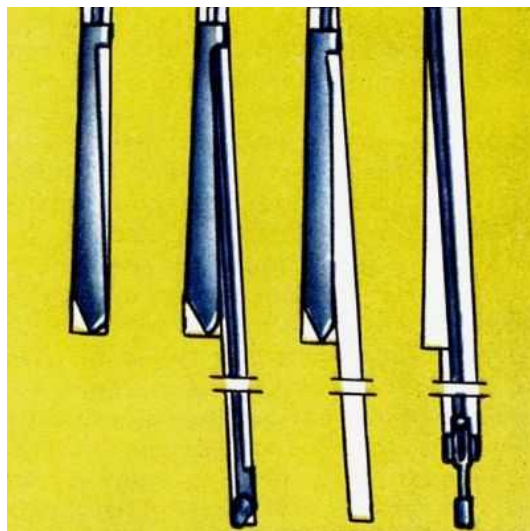


Рисунок 16 – Боковые отклонители

Достоинства и недостатки

Вскрытие нефтяных пластов многозабойными скважинами позволяет увеличить дебиты нефтяных скважин за счёт увеличения поверхности фильтрации; увеличить нефтеотдачу пласта; ввести в промышленную разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью коллектора или высоковязкой нефтью; повысить приёмистость нагнетательных скважин, повысить точность проводки противofонтанных скважин за счёт перебуривания только нижних её интервалов в случае непопадания первым стволом. В нефтедобывающих районах СССР эксплуатируются скважины с 5-10 ответвляющимися стволами длиной по 150-300 м каждый. Благодаря этому приток нефти на первом этапе эксплуатации в несколько раз больше, чем из обычных скважин. Минусом также является сложность технологий и более детального геологического анализа.

Опыт строительства в мире и статистика

Основной метод бурения на нефть и газ в СССР (1970) - турбобурами (76% метража пробуренных скважин), электробурами пройдено 1,5% метража, остальное роторным бурением. В США преимущественно распространение

получило роторное бурение; в конце 60-х гг. при проведении наклонно-направленных скважин начали применяться турбобуры. В странах Западной Европы турбобуры применяются в наклонном бурении и при бурении вертикальных скважин алмазными долотами. В 60-е гг. в СССР заметно возросли скорости и глубина бурения на нефть и газ. Так, например, в Татарии скважины, бурящиеся долотом диаметром 214 мм на глубину 1800 м, проходятся в среднем за 12-14 дней, рекордный результат в этом районе 8-9 дней. За 1963-69 в СССР средняя глубина эксплуатационных нефтяных и газовых скважин возросла с 1627 до 1710 м. Самые глубокие скважины в мире - 7-8 км - пробурены в 60-е гг. (США). В СССР в районе г. Баку пробурена скважина на глубину 6,7 км и в Прикаспийской низменности (район Аралсор) на глубину 6,8 км. Эти скважины пройдены в целях разведки на нефть и газ. Работы по сверхглубокому бурению для изучения коры и верхней мантии Земли ведутся по международной программе "Верхняя мантия Земли". В СССР по этой программе намечено пробурить в 5 районах ряд скважин глубиной до 15 км. Первая такая скважина начата бурением на Балтийском шите в 1970. Эта скважина проходится методом турбинного бурения.

В нашей стране с помощью многозабойного бурения успешно проведены десятки скважин на нефть, разрабатывается и испытывается многозабойное бурение глубоких горизонтальных скважин большой протяженности.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Ямальский филиал АО "ССК"

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Компания "ССК" основана 1 февраля 2000г. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Компания “ССК” основана 1 февраля 2000г и за свою 16 летнюю Историю компания имеет:

- 5000 сотрудников;
- 1,5 млн метров проходки в год;
- 7% от общего объёма бурения в России;
- В своём штате компания имеет: 65 буровых установок, 85 подъёмных агрегатов, 18 флотов цементированиия;
- Лидер по производительности труда в РФ среди буровых компаний.

В сентябре 2002 года в состав ССК вошло ООО ГРК «Эвенкия», к тому времени уже четыре года работающее в Красноярском крае. К 2006 году закончилось формирование Красноярского филиала. В зону ответственности Красноярского филиала ССК попадает не только территория Красноярского края, но и Иркутская область, Якутия. Здесь также работают подразделения дочерних предприятий ССК- «Буровые растворы» и ЗАО «Управление цементированиия скважин».

В Красноярском крае в последние годы геологоразведочные работы вновь набирают обороты. Высокие результаты показывают геологи при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Работами последних лет обусловлен значительный прирост запасов углеводородов, а современные методы геофизических и других исследований подтверждают уникальность месторождений Восточной Сибири.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам. Схема предприятия указана в приложении Д.1 приложения Д.

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Для определения общего времени строительства данной скважины необходимо построить нормативную карту. Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание скважин на продуктивность.

Расчет нормативного времени на вышкомонтажные работы

Расчет времени затраченного на вышкомонтажные работы осуществляется исходя из того что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ-3200/200-ЭУК.

В вышкомонтажные работы включается нормативное время:

- на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,9 часов;
- на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа;
- на сборку механизма подъёма вышки – 102,2 часа;
- на сборку вышки – 672,9 часов;
- на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа;
- на сборку оснований насосного блока – 307,7 часа;
- на монтаж буровой установки – 150,6 часа.

Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1707,9 часа или 71,2 суток [2].

$$T_{\text{ВМ}} = 70,9 + 173,4 + 102,2 + 672,9 + 230,2 + 307,7 + 150,6 = 1707,9 \text{ часов}$$

Расчет нормативного времени на подготовительные работы к бурению

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 48 часов или 2 суток [3].

Расчет нормативного времени на бурение скважины

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормы время на механическое бурение одного метра составляют:

- для интервала под направление (0-50 м) – 0,02 ч;
- для интервала под кондуктор (50-500м; 50-550) – 0,03 ч;
- для интервала под эксплуатационную колонну (500-2725м; 550-3173) – 0,09 ч;

Бурение интервала под направление

Интервал бурения под направление составляет 0-50.

Норма времени механического бурения 1 м горной породы составляет 0,02 ч. Суммарное нормативное время на механическое бурение интервала под направление:

Время на проведение ГИС составляет 20 часов [3].

Рассчитаем суммарный норматив времени, которое необходимо на осуществление всех операций по бурению, креплению скважины:

$$\begin{aligned} T_{\text{общ}} &= 236,07 + 16,67 + 0,43 + 9,7 + 3 + 20,4 + 4,1 + 20,4 + 24 + 12 \\ &= 346,7 \text{ ч} \end{aligned}$$

К данному нормативу времени необходимо добавить затраты времени в объеме 3,3% от общего времени на ремонт и затраты на смены вахт в объеме 1,25% от общего времени:

$$T_{\text{рем}} = 0,033 \cdot T_{\text{общ}} = 0,033 \cdot 346,7 = 11,44 \text{ ч}$$

$$T_{\text{вахты}} = 0,0125 \cdot T_{\text{общ}} = 0,0125 \cdot 346,7 = 4,33 \text{ ч}$$

Итого на бурение интервала под эксплуатационную колонну:

$$T_K = T_{\text{общ}} + T_{\text{рем}} + T_{\text{вахты}} = 346,7 + 11,44 + 4,33 = 362,47 \text{ч}$$

Норматив времени на ОЗЦ составляет 24 часа [3].

При составлении нормативной карты также необходимо учесть прочие работы, не учтенные укрупненными нормами, норматив времени для которых составляет 12 ч [3].

Время на проведение ГИС составляет 22 часов [3].

Рассчитаем суммарный норматив времени, которое необходимо на осуществление всех операций по бурению, креплению скважины:

$$T_{\text{общ}} = 33,5 + 17,4 + 0,43 + 12,2 + 3 + 18,2 + 4,1 + 22 + 24 + 12 = 146,83 \text{ч}$$

К данному нормативу времени необходимо добавить затраты времени в объеме 3,3% от общего времени на ремонт и затраты на смены вахт в объеме 1,25% от общего времени:

$$T_{\text{рем}} = 0,033 \cdot T_{\text{общ}} = 0,033 \cdot 146,83 = 4,84 \text{ ч}$$

$$T_{\text{вахты}} = 0,0125 \cdot T_{\text{общ}} = 0,0125 \cdot 146,83 = 1,84 \text{ ч}$$

Итого на бурение интервала под хвостовик:

$$T_K = T_{\text{общ}} + T_{\text{рем}} + T_{\text{вахты}} = 146,83 + 4,84 + 1,84 = 153,5 \text{ч}$$

Получены результаты представлены в приложении Д.2 приложения Д.

4.3 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3250,74}{254,77} = 12,8 \text{ м/ч},$$

где H – длина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = \frac{H}{t_m + t_{\text{спо}}} = \frac{3250,74}{254,77 + 89,64} = 9,9 \text{ м/ч},$$

где $t_{\text{спо}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{3250,74 \cdot 720}{737,52} = 3173,5 \text{ м/ст. мес},$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3250,74}{5} = 650,2 \text{ м},$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.4 Линеиный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает 30 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 30 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- Буровой мастер – 1 чел.;
- Помощник бурового мастера – 4 чел.;
- Бурильщик 6 разряда – 4 чел.;
- Бурильщик 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.;
- Слесарь 5 разряда – 2 чел.;
- Лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1707,9 часов или 71 сутки.

Календарное время бурения 737,52 часов или 30,73 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 255,5 часов или 10,6 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы					
		1	2	3	4	5	6
1.Вышкомонтаж	71						
2.Бурение	30,73						
3.Испытание	10,6						

4.5 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Расчет затрат на строительство скважины ведётся по сметным ценам 1984 года представленных в единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки на подготовительные работы, строительные и монтажные работы, бурение и испытание на продуктивность скважин [4].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [5] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Д.3 и Д.4 приложения Д.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [6].

Сводная смета на строительство скважины представлена в приложении Д.5 приложения Д.

5. Социальная ответственность

5.1. Введение

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2725м. на нефтяном месторождении Томской области. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

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

Реализация данного проекта планируется на территории Томской области в Каргасокском районе. Климат характеризуется как континентальный с тёплым летом и холодной зимой, равномерным увлажнением, довольно резкими изменениями элементов погоды в сравнительно короткие периоды времени (за несколько дней или даже часов). Местный климат, проявляется в виде многолетних средних состояний погоды, зависит от сложной циркуляции воздушных масс над Западно-Сибирской низменностью.

Разрабатываемый технологический проект может быть применён в сервисных буровых компаниях, сфера деятельности которых направлена на

строительство скважин, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин. Информация научно-исследовательской работы, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована заводами-изготовителями винтовых забойных двигателей.

5.2. Производственная безопасность

Производственная безопасность — это свойство производственного процесса соответствовать требованиям безопасности труда при проведении его в условиях, установленных нормативной документацией.

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отводится большое место производственной безопасности. Это связано с тем, что данная производственная отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 1 для дальнейшего анализа. Таблица находится в приложении Ж.1 приложения Ж.

5.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим более подробно ожидаемые факторы которые могут воздействовать на организм человека в процессе строительства скважины, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе бурения существует необходимость приготовления бурового раствора. Во время приготовления частицы сухих материалов могут попадать в различные органы и наносить вред организму. Так же при бурении скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием.

Количество вредных веществ содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [4]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

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

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Производственный шум - совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях- к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Источниками шума в процессе бурения являются различные механизмы которые имеют различные передачи, вращение шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности"[3].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [12].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [9].

В летнее время года температура возрастает до $+40$, при выполнении работ необходимо носить легкую хлопчатой-бумажной ткани, необходимо также носить головные уборы для защиты от перегрева и солнечного удара.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- Создание укрытий рабочих мест

- Обеспечение работников тёплой спецодеждой
- Сокращение продолжительности рабочей смены
- Прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [14].

В комплект средств индивидуальной защиты отключены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [11].

Недостаточное освещение рабочей зоны

Под освещением понимается процесс получения, распределения и использования световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [18]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [15] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

роторного стола - 100 лк;

пути движения талевого блока - 30 лк;
помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
превенторной установки - 75 лк;
лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [24].

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

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

5.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма;

Пожаровзрывоопасность

В процессе бурения скважин пожарывозникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;

- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности"[5]. Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

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

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

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Во взрывоопасных помещениях (блок центральной системы гидроциклонной очистки бурового раствора - ЦСГО, насосный блок, емкостной блок) необходимо постоянно следить за исправностью приборов, обеспечивающих непрерывный контроль содержания газа в воздухе помещений и сигнализирующих об опасной концентрации газа в помещении. При выходе из строя газоанализаторов анализ воздуха на загазованность должен проводиться через каждые два часа с помощью переносных газоанализаторов.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Электрический ток — направленное, упорядоченное движение заряженных частиц. Иногда электрическим током называют также ток смещения, возникающий в результате изменения во времени электрического поля.

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)[20], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [21].
- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- Применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [7].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе сооружения скважины возможны во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения[4,14];.

5.3. Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

5.3.1. Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»[22].

5.3.2. Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- Контроль за герметичностью амбара;
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.3.3. Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [23].

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайными ситуациями (ЧС) принято называть обстоятельства, возникающие в результате стихийных бедствий (природные ЧС), аварий и катастроф в промышленности и на транспорте (техногенные ЧС), экологических катастроф, диверсий или факторов военного, социального и политического характера, которые заключаются в резком отклонении от нормы протекающих явлений и процессов и оказывают значительное воздействие на жизнедеятельность людей, экономику, социальную сферу или природную среду.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

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

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

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

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

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «

Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!» , «Недолив скважин – путь к фонтану!»).

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

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

Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.5.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку

знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;

- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно

выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;

- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

5.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее пространство должно быть грамотно организовано. Соответствовать всем заявленным требованиям техники безопасности и быть полностью готовым для выполнения различных работ на нем. Имеет большое значение характер работ проводимых на нем, так как необходимо грамотно размещать все оборудование, иметь достаточно пространства для беспрепятственного проведения на нем работ, без сложностей в движение и перемещении.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлен технологический проект на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины глубиной 2725 метров на нефтяном месторождении. Работа состоит из таких основных частей как: 1. общая и геологическая часть, 2. технологическая часть, 3. специальная часть, 4. финансовый менеджмент и 5. часть, посвященная социальной ответственности при строительстве скважины.

В первой части представлены географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения скважины, а также параметры флюидоносности и зоны возможных осложнений.

Во второй части данной ВКР приведены основные технологические расчеты, необходимые для сооружения скважины: по проекту была выбрана наклонно-направленная скважина, конструкция забоя смешанного типа. Способ бурения преимущественно забойными двигателями, позволяющими в процессе бурения непрерывно «набирать угол», за исключением бурения под направления, где проектируется роторный способ бурения. В соответствии с профилем скважины, характеристиками горных пород, слагающих разрез скважины, выбраны оптимальные компоновки низа бурильных колонн. Также в данной части ВКР произведены расчет по заканчиванию скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины, требуемые составы и параметры тампонажной смеси, а также произведен расчет необходимого оборудования.

В третьей части ВКР рассмотрен актуальный вопрос в области бурения многоствольных скважин.

В финансовой части работы отражена структура, организационные формы бурового предприятия, рассчитана сметная стоимость сооружения скважины и другие технико-экономические характеристики.

Итоговой частью выпускной работы является «Социальная ответственность». Данный раздел посвящен технике безопасности на производственном объекте при сооружении скважины, охране окружающей среды и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Каждый пункт обоснован нормативными документами.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки буровой колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
4. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
5. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
6. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-679 с.
7. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-670 с.
9. Г.Д. Бредо. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1990.
10. Д.Ф. Болденко, Ф.Д. Болденко, А.Н. Гноевых. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.
11. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буриков и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
12. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
13. В.И. Нифатов. Вскрытие продуктивных пластов при строительстве и ремонта скважин. Под ред. К.М. Тагирова. – М.: изд. ООО «ИРЦ Газпром», - 2002. – 61 с.
14. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
15. С.И. Грачев, М.С. Бахарев. Технология бурения скважин в Западной Сибири. Раздел 15. 40 с.
16. Добыча нефти и газа. 2016. Электронный ресурс. URL: <http://oilloom.ru/78-tekhnika-i-tekhnologii-stroitelstva-skvazhin/277-kratkaya-istoriya-bureniya-neftyanykh-i-gazovykh-skvazhin> (Дата обращения: 21.04.2016).
17. Лисичкин С.М., Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности, М.-Л., 1954
18. Проектирование скважин. Проектирование КНБК. Глава 2. Раздел 3. 13 с.
19. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. доктора технических наук Коротаева Юрия Арсеньевича. – Пермь, 2003. – 386 с.
20. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. Официальный сайт. URL: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovykh-zabojnykh-dvigatелеj.html>

21. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (Дата обращения: 12.02.2016)
22. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1> (Дата обращения: 15.02.2016)
23. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
24. Двойников М.В. Исследование износостойкости рабочих органов винтовых забойных двигателей. Бурение и нефть. -2009, №5. С. 15-19.
25. Голдобин Д.А. Разработка и исследование винтовых забойных двигателей с облегченными роторами и армированными статорами: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Голдобин Дмитрий Анатольевич. – Пермь, 2011. – 22
26. Основы финансового менеджмента: Учеб.пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.
27. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
28. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с
29. Организационная структура ЗАО «ССК». Электронный ресурс. URL: www.sibservis.com (Дата обращения: 23.03.2016)
30. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
31. Жуков, Виктор Ильич. Защита и безопасность в чрезвычайных ситуациях: учебное пособие / В. И. Жуков, Л. Н. Горбунова; Сибирский федеральный университет (СФУ). — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2014. — 392 с.: ил. — Высшее образование. Бакалавриат. — Библиогр.: с. 384-387.
32. Беляков, Геннадий Иванович. Охрана труда и техника безопасности [Электронный ресурс] : учебник для прикладного бакалавриата / Г. И. Беляков. — 3-е изд., перераб. и доп. — Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740MB). — Москва: Юрайт, 2016. — 1 Мультимедиа CD-ROM. — Бакалавр. Прикладной курс. —Электронные учебники издательства "Юрайт".
33. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
34. Спичак Ю.Н., Ткачев В.А., Кипко А.Э., Охрана окружающей среды и рациональное использование месторождений полезных ископаемых. – Учебник для горных техникумов – М.:Недра, 1993 г.
35. ИПБОТ 028-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО) при помощи УПОП (устройство перемещения оборудования противовыбросового)
36. Анашкина А.Е., Грушевский М.Б. Превенторы. Методические указания к работам по дисциплине «Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин на суше», «Эксплуатация, ремонт и монтаж бурового оборудования». – Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2002

Приложение **Приложение В Геологические условия бурения**

Приложение В.1 - Стратиграфическая характеристика разреза

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Угол залегания пластов	Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Мощность	Название свит	Индекс	Угол, град	
0	35	36	Четвертичные	Q		1,3
35	270	235	Некрасовская серия	P ₃ /nkr		1,3
270	340	70	Чеганская	P ₃ +P ₂ /chg		1,25
340	470	130	Лютнворская	P ₂ /IIV		1,25
470	490	20	Талицкая	P ₁ /tl		1,25
490	610	120	Ганькинская	K ₂ /gn		1,25
610	670	60	Славгородская	K ₂ /sl		1,2
670	805	135	Ипатовская	K ₂ /ip		1,2
805	824	19	Кузнецовская	K ₂ /kz		1,2
824	1674	850	Покурская	K ₂ +K ₁ /pk		1,2
1674	2214	540	Киялинская	K ₁ /vrt		1,1
2214	2315	101	Тарская	K ₁ /tr		1,1
2315	2626	311	Куломзинская	K ₁ /klm		1,1
2626	2646	20	Баженовская	J ₃ /bg		1,1
2646	2725	79	Васюганская	J ₃ +J ₂ /vs		1,1

Приложение В.2 - Литологическая характеристика разреза 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	35	Пески Глины		Пески серые, темно-серые, мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита.
P ₃ /nkr	35	270	алевролит глины		Неравномерное переслаивание глин, алевролитов с прослоями бурых углей и песков
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	Пески		Пески мелко- и разнозернистые, каолинизированные, косослоистые
P ₂ /IIV	340	470	Глины Алевролиты		Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты - опоковидные, с прослоями серых слюдистых алевролитов и разнозернистых кварцево-глауконитовых песков и слабых песчаников. Нижняя часть свиты представлена опоками и опоковидными глинами с прослоями кварцевых алевролитов и тонкозернистых песков.
P ₁ /tl	470	490	Глины Пески		Тонкие серые и темно-серые глины, содержащие линзы, налеты кварц-глауконитовых песков
K ₂ /gn	490	610	Глины Алевролиты		Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевролитистые. В верхней части - мергели серые, зеленоватосерые. Толща содержит тонкие прослойки алевролитов и песков, а также остатки пелеципод, аммонитов, гастропод.
K ₂ /sl	610	670	Глины Алевролиты		Глины серые, темно-серые, участками опоковидные, опоки серые, темно-серые, прослои алевролитов.
K ₂ /ip	670	805	Глины Алевролиты		Глины серые, темно-серые, участками опоковидные, опоки серые, темно-серые, прослои алевролитов
K ₂ /kz	805	824	Глины		Глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковистые

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	Песчаник Алевролит		Неравномерное переслаивание песчаников серых, светлосерых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косой слоистостью, алевролитов серых, слюдистых, плотных и глин серых, буроватосерых, комковатых, иногда уплотненных, аргиллитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом.
K ₁ /vrt	1674	2214	Глины Песчаник Алевролит		Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глинистыми породами представлена верхняя часть свиты, нижняя - опесчанена. Песчаники мелкозернистые, серые, светло-серые, мелкозернистые, преимущественно кварц-полевошпатовые, иногда глинистые и известковистые, крепкие, косослоистые. Алевролиты серые, плотные, слюдистые, часто глинистые.
K ₁ /tr	2214	2315	Песчаник Алевролит аргиллит		Песчаники серые, светло-серые, среднезернистые, кварцполевошпатовые, слабо- и среднесцементированные, иногда известковистые, крепкие, участками косослоистые. Подчиненные прослои темно-серых плотных аргиллитов и алевролитов с карбонатно-глинистым цементом.
K ₁ /klm	2315	2626	Глины песчаник		Мощная толща глинистых пород, среди которых в нижней и верхней частях выделяются прослои и пласты песчаных пород. Глинистые породы представлены серыми и темносерыми аргиллитами, иногда с голубоватым или зеленоватым оттенками, алевритистыми, с частыми включениями тонкого углисто-слюдистого материала, прослоями извест-ковистые или сидеритизированные. Отмечаются прослойки пелитоморфных известняков. В нижней части выделяется ачимовская толща, сложенная песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники и алевролиты светлосерые с зеленоватым или голубоватым оттенком, мелкозернистые, прослоями известковистые, нередко тонкослоистые. Аргиллиты серые, темно-серые, плотные.
J ₃ /bg	2626	2646	Аргиллиты		Баженовская свита (нижний волжский-барремский ярус) сложена битуминозными аргиллитами темно-серыми до черных с коричневатым оттенком, черными с массивной текстурой.
J ₃ +J ₂ /vs	2646	2725	Глины песчаник		Васюганская свита (келловей-оксфорд) подразделяется на две подсвиты: нижнюю - существенно глинистую и верхнюю -песчанистую. Нижняя подсвита представлена аргиллитами темно-серыми до бурых, слюдистыми, с примесью углистого детрита, тонкорассеяного пирита. Верхняя подсвита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Приложение В.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Краткое название породы	Плотность г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Твёрдость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	35	Пески Супеси Суглинки	2,4 2,25 2,2			30,0		8 2 1	Мягкая Мягкая Мягкая
P ₃ /nkr	35	270	Глины Пески	2,4 2,4	40,0	<450,0	95,0		2 8	Мягкая Мягкая
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	Глины Пески	2,4 2,4	40,0	<450,0	95,0		2 8	Мягкая Мягкая
P ₂ /IIv	340	470	Глины	2,4			95,0		2	Мягкая
P ₁ /tl	470	490	Песчаники Алевролиты	2,6 2,69	32,0 10,9	<250,0	5,0 18,0	140- 2340 290-	10 6	Средняя Средняя
K ₂ /gn	490	610	Глины	2,4			95,0		2	Мягкая
K ₂ /sl	610	670	Глины Песчаники	2,4 2,6	25,0	<250,0	95,0 8,0	140- 2340	2 10	Мягкая Средняя
K ₂ /ip	670	805	Глины	2,4			95,0		2	Мягкая
K ₂ /kz	805	824	Глины	2,4			95,0		2	Мягкая
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2,4 2,6 2,69 2,5	31,5 13,5 38,0	<1000,0 9,1 <1450,0	95,0 5,0 18,0 7,0	140- 2340 290- 1890	2 10 6 8	Мягкая Средняя Средняя Мягкая
K ₁ /vrt	1674	2214	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2,67 2,69 2,6	22,0	12,0	80,0 16,0 5,0	210-440 290-1890 140-2340	3 6 10	Средняя Средняя Средняя

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₁ /tr	2214	2315	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2,6 2,67 2,69	23,5	282,7	5,0 80,0 16,0	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6	Средняя Средняя Средняя
K ₁ /klm	2315	2626	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Глины	2,6 2,67 2,69 2,4	21,5	62,2- 240,3	1,2 2,1 2,3	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6 3	Средняя Средняя Средняя Средняя
J ₃ /bg	2626	2646	Аргиллиты	2,67			80,0	210-440	3	Средняя
J ₃ +J ₂ /vs	2646	2725	Песчаники, Аргиллиты Алевролиты	2,6 2,67 2,69	15,2-15,6	5,6-9,6	5,0 80,0 16,0	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6	Средняя Средняя Средняя

Приложение В.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, Градус
	От	До	Пластового Кгс/см ² на м		Порового Кгс/см ² на м		Гидроразрыва пород Кгс/см ² на м		Горного Кгс/см ² на м		
			От	До	От	До	От	До	От	До	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	35	0,100	0,100	0,100	0,100		0,168		0,214	6
P ₃ /nkr	35	270	0,100	0,100	0,100	0,100	0,168	0,174	0,214	0,227	9
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,176	0,229	0,231	14
P ₂ /IIv	340	470	0,100	0,100	0,100	0,100	0,176	0,177	0,231	0,231	21
P ₁ /tl	470	490	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,231	0,231	26
K ₂ /gn	490	610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,179	0,232	0,232	31
K ₂ /sl	610	670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36
K ₂ /ip	670	805	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,232	0,232	36
K ₂ /kz	805	824	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,232	0,232	63
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	65
K ₁ /vrt	1674	2214	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,177	0,230	0,232	80
K ₁ /tr	2214	2315	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,232	0,233	84
K ₁ /klm	2315	2626	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,180	0,233	0,233	96
J ₃ /bg	2626	2646	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,233	0,234	97
J ₃ +J ₂ /vs	2646	2725	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,234	0,234	99

Приложение В.5 – Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс	Прогнозируемый интервал залегания нефтеносных горизонтов по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₃ +J ₂ /vs(Ю ₁ ³⁻⁴)	2666	2674	Поровый	0,769	35,3	180	-
Газоносность							
Водоносность							
Q	0	35	Поровый	1		-	Да. Минерализ. 0,04 – г/л.
P ₃ /nk P ₃ +P ₂ /ch	35	270	Поровый	1	295	-	Да. Минерализ. 0,13-0,64 – г/л.
P ₁ /tl	470	490	Поровый	1,003	70-170	-	Нет. Минерализ. 5,0-8,2 – г/л.
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	Поровый	1,007	35-345	-	Нет. Минерализ. 15,3-19,2 – г/л.
K ₁ /vrt	1674	2214	Поровый	1,010	1200	-	Нет. Минерализ. 20,6-23,6 – г/л.
K ₁ /klm	2315	2626	Поровый	1,020	3-7	-	Нет. Минерализ. 20,8-29,8 – г/л.
J ₃ +J ₂ /vs(Ю ₁ ³⁻⁴)	2646	2725	Поровый	1,024			Нет. Минерализ. 35,3 – г/л.

Приложение В.6 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q- P ₃ +P ₂ /chg	0	340	Поглощение бурового раствора	Превышение плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка бурового раствора, недопустимо высокие скорости спуска бурильного инструмента
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	Поглощение бурового раствора	
Q- P ₃ +P ₂ /chg	0	340	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
P ₂ /IIv	340	470	Осыпи и обвалы стенок скважины	
K ₂ /gn+ K ₂ /kz	490	824	Осыпи и обвалы стенок скважины	
K ₂ + K ₁ /pkr	824	1674	Осыпи и обвалы стенок скважины	
J ₃ /bg	2626	2646	Осыпи и обвалы стенок скважины	
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	Газонефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента

Продолжение таблицы В.6

1	2	3	4	5
$J_3+J_2/vs(IО_1^{3-4})$	2646	2725	Газонефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
$P_1/tl - K_2+ K_1/pkr$	470	1674	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
$K_1/vrt - J_3+J_2/vs(IО_1^{3-4})$	1674	2690	Прихватоопасность	
P_2/IIv $K_2/gn, K_2/kz$	340 490	470 824	Посадки и заклинка обсадной колонны кондуктора	Недостаточная очистка ствола скважины от выбуренной породы, сужение ствола скважины, образование сальников из выбуренных глинистых пород и оставление их в стволе скважины при шаблонировании
P_1/tl $K_2+ K_1/pkr$	470 824	610 1674	Разжижение бурового раствора с потерей его свойств	Разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами

Приложение М буровой раствор.

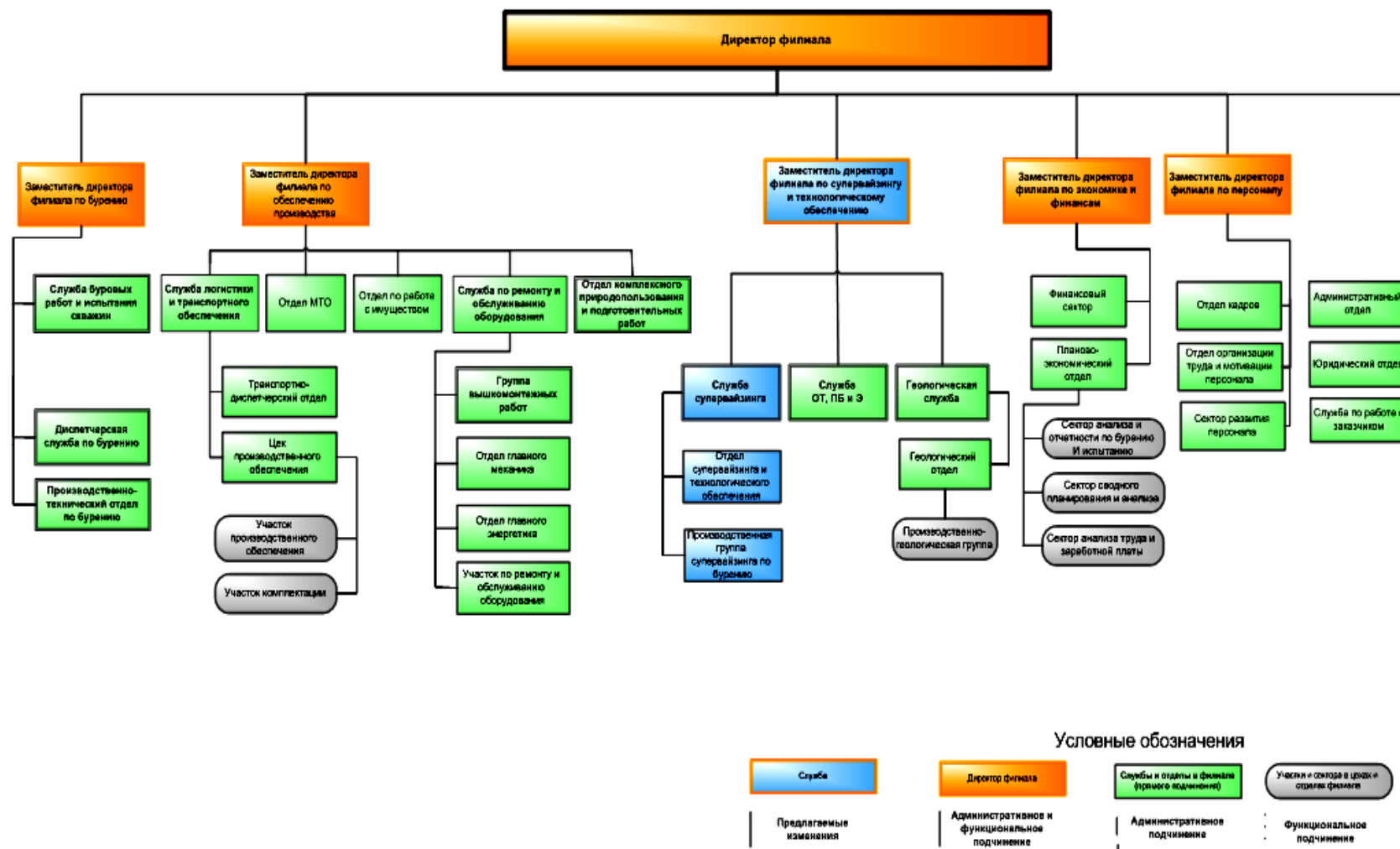
Приложение М.1 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Интервал	0-20	20-500	500-2725
Исходные данные			
D_d , м	0,3492	0,2699	0,1905
K	0,6	0,3	0,3
K_k	1,3	1,15	1,05
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,1
V_m , м/с	0,0100	0,0083	0,0042
$d_{от}$, м	0,147	0,147	0,127
$d_{мах}$, м	0,24	0,24	0,172
$d_{нмах}$, м	0,002	0,002	0,0015
n	4	3	3
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,12	1,13	1,14
$\rho_{п}$, г/см ³	1,6	1,62	1,65
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	80	22	12
Q_2 , л/с	103	50	14
Q_3 , л/с	162	51	25
Q_4 , л/с	80	38	10
Q_5 , л/с	5	4	3
Q_6 , л/с	101-150	29-65	20-40
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, л/с		75	38
$\rho_{табл}$, кг/м ³		1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³		1160	1100
M , Н*м		10097	5370
$M_{табл}$, Н*м		22500	6500
m	3	2	1
n	0,9	0,9	0,9
Q_n , л/с	40,8	23,9	23,9
$Q_{пров1}$, л/с		47	32
$Q_{пров2}$, л/с	110	43	22

Интервал	0-20	20-500	500-2725
Исходные данные			
Q_1 , л/с	78	23	11
Q_2 , л/с	104	53	14
Q_3 , л/с	160	55	23
Q_4 , л/с	78	37	13
Q_5 , л/с	5	4	3
Q_6 , л/с	-	30	19
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	104-160	37-55	19-23
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	110-160	43-55	19-23
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с		24	15,2
ρ_1 , кг/м ³		1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³		1120	1090
$M_{тм}$, Н*м		12100	14900
$M_{тб}$, Н*м		462389	30630

Приложение Д экономическая часть.

Приложение Д.1 схема предприятия



Приложение Д.2 нормативная карта.

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1707,9
2	Подготовительные работы к бурению	ч	48,0
3	Бурение интервала под направление: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания ПЗР перед СПО Бурение 0-50 м Промывка Проработка ствола Крепление: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	 ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч	 2,0 0,43 1,0 1,0 0,64 0,6 4,1 24,0 12,0 1,5 0,56 47,83
4	Бурение интервала под кондуктор: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания Бурение 50– 934 м Промывка Проработка ствола ПЗР перед СПО Крепление обсадной колонны: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ ГИС	 ч ч ч ч ч ч ч ч ч	 9,82 21,7 2,0 4,17 0,43 7,0 4,1 24,0 6,0

Продолжение приложения Д.2

	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	3,1
	Смена вахт – 1,25%	ч	1,14
	Итого	ч	95,5
5	Бурение интервала под эксплуатационную колонну: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	16,67
	Бурение 934-3035 м	ч	200,34
	Промывка	ч	3,0
	Проработка ствола	ч	9,7
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	Крепление обсадной колонны: СПО обсадной колонны	ч	20,4
	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,1
	ОЗЦ	ч	24,0
	ГИС	ч	20,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	9,42
	Смена вахт – 1,25%	ч	3,57
	Итого	ч	323,63
	Итого на строительство скважины	ч	737,52
	Испытание скважины:	ч	255,5
	Всего по скважине:	ч	2748,92

Приложение Д.3 сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			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	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	128,496	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231	6,4	1471
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269	-	441
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	10,77	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2	6,4	123,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3	-	36,9
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2	6,4	76,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1	-	23
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	6,72	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2	6,4	76,6
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1	-	23
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	2	331	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	99,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9	6,4	1422,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498	6,4	2608

Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	-	-	-	-	3,98	611,93	18,4	2829	6,4	984
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2	6,4	782,5
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8	6,4	197,5
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6	6,4	146,3
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76	6,4	56,96
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6	6,4	97,6
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2	6,4	899,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4	6,4	166,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4	6,4	2918,1
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8	6,4	1136,6
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8	6,4	1242,3
Техническая вода	м ³	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6	130	377
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62	-	-
Сода каустическая	т	220,5	-	-	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56	0,2	44,1
Сода кальцинированная марки	т	77,5	-	-	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65	-	-
KCl	т	215,6	-	-	-	-	5,7	1228,9	16,4	3535,8	9,8	2112,88
КМЦ	т	1144	-	-	-	-	0,23	263,12	0,25	286	-	-
ПАА	т	1350	-	-	-	-	0,9	1215	1	1350	-	-
Полэколуб	т	800	-	-	-	-	-	-	1,5	1200	0,98	784
ХВ- полимер	т	1622	-	-	-	-	-	-	0,98	1605	1,1	1784,2
Икдефом	т	652	-	-	-	-	-	-	0,04	26,08	0,06	39,12
Икбак	т	536	-	-	-	-	-	-	0,2	107,2	0,22	115,3
Икфак	т	692	-	-	-	-	-	-	0,2	138,4	0,22	153,3
Экопак-Р	т	983	-	-	-	-	-	-	0,5	491,5	0,53	520,99
Экопак- СЛ	т	865	-	-	-	-	-	-	0,36	311,4	0,42	363,3
Мраморная крошка	т	198,6	-	-	-	-	-	-	9,8	1940	11,2	2217
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795	154	3912
Итого затрат зависящих от времени, руб			4740		5127		15717		35322		27352	

Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 Z3RSJ (М-ЦГВУ)	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 613 У	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 У.40	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	-	-
БИТ 215,9/100 В 913 УО	шт	8845,6	-	-	-	-	-	-	0,68	88,46	-	-
БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1742,8
KIS 168/100	шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,24	-	-
Калибратор 393,7 МС	шт	529	-	-	0,14	74,06	-	-	-	-	-	-
Калибратор 295,3 МС	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-	-	-
Калибратор 215,9 СТ	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1	-	-
Транспортировка труб и долот	т	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9	50,9	245,6
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	-	0			554		1750,2		6840		1988
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4740			5681,2		17467		42162		29340
Всего по сметному расчету, руб	105919,3											

Приложение Д.4 сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			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 объема работ										
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-168,3	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БКМ-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-	-	-

Центратор ЦПН-168,3/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608.2	-	-
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
КОДГ-168	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ПХЦ31 114/168	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
ПГМЦ6 114	шт	652	-	-	-	-	-	-	1	650
Головка цементирующая ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168,3	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Обсадные трубы 323,9х9,5	м	37,21	50	1860.5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5х7,9	м	28,53	-	-	770	21968	-	-	-	-
Обсадные трубы 168,3х8,9	м	23,67	-	-	-	-	180	4260,6	-	-
Обсадные трубы 168,3х8	м	19,96					980	19560,8	-	-
Обсадные трубы 168,3х7,3	м	16,47	-	-	-	-	1555	25610,8	-	-
Хвостовик ФС2	м	14,26	-	-	-	-	-	-	300	4278
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,88	21,87	594.35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95	-	-	-	-	5.796	173.6	6.3	188,7
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	32	-	-	-	-	51.1	1635.2	-	-
Техническая вода	м ³	2,9	5	14,3	26.56	77	57.41	166.5	13.2	38,28
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94	3	437,97
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342	6,3	19,23
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8	3	110,4
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	2	73,6
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8	1	40,8

Продолжение приложения Д.4

Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	5297		28633		59560		7360	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	1									
Всего по сметному расчету, руб	102209									

Приложение Д.5 - Сводный сметный расчет

№	№ смет- ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 года всего, руб.
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			93484
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1674
Итого по вышкостроению и монтажу			204924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	105919,3
9	3.2	Крепление скважины	102209
Итого по бурению и креплению			208128,3
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203,4
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	63640
Итого по промыслово-геофизическим работам			63640
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16114
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	10250,5
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	43910,05
Итого по разделу VI			70274,55
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			693654,5

Продолжение приложения Д.5

Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	173413
Итого по разделу VII			173413
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	39692
Итого по разделу VIII			39962
ИТОГО с накладными и плановыми			907029,5
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	222222,1
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	39909
21	9.3	Северные льготы 2,98%	27029
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1360,5
23	9.5	Авиатранспорт	43447,36
24	9.6	Транспортировка вахт	9618,53
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623,15
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500,00
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200,00
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке кернa	32632
Итого прочих затрат и работ			208319,5
ИТОГО по разделам I-IX			1115349
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	26768
ИТОГО			1142117
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	2284,3
Итого по подрядным работам			2284,3
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1144401,3
С учетом коэффициента удорожания к=204,2 к ценам 1984 г.			233686732
НДС 18 %			42063611
ВСЕГО с учетом НДС			291 610 100

Приложение К – КНБК

Приложение К.1 – КНБК под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	20	349,2 GRD 111	104	0,435	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник М-171/152	86,3	0,46	
			УБТ-229	4887	18	
Σ			5077	18,895		

Приложение К.2 – КНБК под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	20	500	269,9 FD 268SM	80	0,390	Бурение наклонно- направленного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор МС 269,9	103	0,505	
			Переводник Н-161/152	51	0,55	
			ВЗД ДРУ-240РС	2247	8,57	
			КОБ-219	115	0,77	
			ПК 147*7 Д	31584	360	
			Переводник П-171/177	60	0,521	
			НУБТ-219	1712	16	
			Переводник П-161/152	56	0,51	
			УБТ – 219	3782,4	16	
			Переводник П-121/133	49	0,5	
			УБТ – 178	1225,6	8	
			Переводник П-133/101	51	0,5	

			ТБТ 147х76,2	7630,9	120	
			Яс ЯМ-146Б	520	5,12	
Σ				30373	532,78	

Приложение К.3 – КНБК под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	500	2725	PDC 190,5 FD 388МН-А97	38	0,395	Бурение наклонно-направленного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник П 133/121	42	0,4	
			Калибратор МС 190,5	43	0,35	
			Переводник П-133/147	42	0,4	
			ДРУ2-172РС	1078	7,71	
			КОБ-146	93	0,927	
			ПК 108*4,5 Д	2487	0,617	
			НУБТ-146	16	16	
			УБТ-146	19968	128	
			Переводник М 133/108	48	0,5	
			ТБТ 127х76,2	763,2	12	
			Яс ЯМ-172	640	5,12	
			ТБТ 108	1952	32	
			ПК 172	31584	2387	
			Переводник 147/121	42	0,4	
			Переводник М121/117	32	0,4	
			Переводник Н 117/117	29	0,4	
Σ			58794	2591		