

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 2900 м на Западно-Моисеевском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК – 622.323.622.243.23(24:181m2900)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б22	Мареничев А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О.Зав. кафедрой	Ковалев А.В.	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 <i>образовательных и информационных технологий</i>
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 <i>междисциплинарной</i> 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 <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> 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

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
 в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3 – 2Б22	Мареничеву Александру Александровичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2900 м на Западно-Моисеевском нефтяном месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Т.С.
Социальная ответственность	Гуляев М.В.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б22	Мареничев А. А.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б22	Мареничеву А. А.

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	...
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	...
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	...

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	...
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	...
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	...
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	...

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>«Портрет» потребителя результатов НТИ</i>
2. <i>Сегментирование рынка</i>
3. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
4. <i>Диаграмма FAST</i>
5. <i>Матрица SWOT</i>
6. <i>График проведения и бюджет НТИ</i>
7. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>
8. <i>Потенциальные риски</i>

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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б22	Мареничев А. А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б22	Мареничеву А. А.

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:
 - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
 - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
 - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
 - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
 - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
 - действие фактора на организм человека;
 - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
 - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
 - механические опасности (источники, средства защиты);
 - термические опасности (источники, средства защиты);
 - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
 - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

3. Охрана окружающей среды:
 - защита селитебной зоны
 - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
 - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б22	Мареничев А. А.		

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: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	
	Технологическая часть	
	Специальная часть	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа ____ с., ____ рис., ____ табл., ____ источников, бл. графического материала.

Буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть

Объектом работы являются эксплуатационные скважины для освоения Западно-Моисеевского месторождения.

Цель работы – проектирование эксплуатационной скважины глубиной 2900 метров на Западно-Моисеевском месторождении.

Работа выполнена по геологическим материалам Западно-Моисеевского месторождения.

В результате работы спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 2900 метров.

Достигнутые результаты: уменьшены затраты на сооружение скважины, сокращены сроки строительства скважины, предложен эффективный состав и параметры бурового раствора для проводки скважины.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и представлена на диске (в конверте на обороте обложки).

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 12

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ 14
- 1.2. Геологические условия бурения..... 16
- 1.3. Характерные газонефтеводоносности месторождения (площади) 19
- 1.4. Зоны возможных осложнений..... 20

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 2.1. ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ 22
- 2.2. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ 23
 - 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 23
 - 2.2.2. Построение совмещенного графика давления 25
 - 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 26
 - 2.2.4. Выбор интервалов цементирования..... 26
 - 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн..... 27
 - 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 28
- 2.3. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ 30
 - 2.3.1. Выбор способа бурения 30
 - 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 31
 - 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 32
 - 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 34
 - 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя..... 35
 - 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 36
 - 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..... 37
 - 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 40
 - 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 41
- 2.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН. 42
 - 2.4.1. Расчет обсадных колонн..... 42
 - 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 42
 - 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 45
 - 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 49

2.4.2.	Расчет процессов цементирования скважины	49
2.4.2.1.	Выбор способа цементирования обсадных колонн	49
2.4.2.2.	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	50
2.4.2.3.	Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	50
2.4.2.4.	Гидравлический расчет цементирования скважины	51
2.4.2.4.1.	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	51
2.4.2.4.2.	Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	51
2.4.3.	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	52
2.4.4.	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	53
2.5.	Выбор буровой установки	54
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ		
3.1.	Роторные управляемые системы (РУС). Преимущества гибридной роторной управляемой системой	55
3.2.	Основные проблемы, связанные с бурением наклонно-направленных скважин	62
3.3.	Гибридная роторная управляемая система (Hybrid Rotary Steerable System)	63
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ		
4.1	Структура и организационные работы бурового предприятия	69
4.2	Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины	70
4.3	Нормативная карта	72
4.4	Составление линейно-календарного графика	75
4.5	Расчет сметной стоимости сооружения скважины	76
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		
5.1	Производственная ответственность	79
5.2	Экологическая безопасность	85
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		90

Необходимость быстреего развития экономики нашей страны ставит перед работниками нефтяной промышленности задачу – повысить эффективность и улучшить качество бурения. Эта задача включает в себя, как количественный рост, то есть увеличение скоростных показателей бурения, так и повышение качества самих буровых работ.

Бурение скважин является самой капиталоемкой отраслью нефтегазодобывающей промышленности. В последние годы возникла тенденция к техническому развитию данной отрасли, то есть это развитие и совершенствование техники, разработка и внедрение новой прогрессивной технологии, рациональная организация производства. В бурении технический прогресс призван обеспечить улучшение технико-экономических показателей в условиях постоянного роста глубин и усложнения геолого-технических и природных условий проводки скважин, характерных для данного этапа развития нефтяной промышленности. Повышение технико-экономических показателей достигается внедрением новых мощных буровых установок, совершенствованием способов бурения и технологических приемов, созданием и совершенствованием высокопроизводительных долот, повышением качества и расширением ассортимента материалов и инструмента, используемых в бурении. Механизацией и автоматизацией трудоемких работ, повышением уровня производства и управления буровых работ в результате внедрения автоматизированных систем управления технологическими процессами и производством и т.п.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на Западно-Моисеевском нефтяном месторождении.

Исходными данными для проектирования являются материалы рабочего проекта, специальная литература.

В специальной части дипломного проекта рассматривается вопрос:

применение Bentonитовых гильз для обсадных колонн.

1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Западно-Моисеевское месторождение расположено на юге Западной Сибири. Находится на юге Западно-Сибирской равнины. Поверхность — пологоволнистая равнина (высота до 146 м), на юге типичны грядообразные возвышенности, которые протягиваются на несколько километров. В северной части — обширные заболоченные пространства. Месторождения кирпичных глин, песков, торфов, сапропелей; нефти, газа. Имеются месторождения термальных и минеральных вод.

Климат континентальный. Зима продолжительная и холодная, средняя температура января -20°C . Лето теплое и непродолжительное, средняя температура июля $+20^{\circ}\text{C}$. Осадков 300-400 мм в год. Вегетационный период 153-162 дня. Расположена в зонах южнотаежной, смешанных лесов, лесостепной и северных степей. Почвы преимущественно черноземные и лугово-черноземные, на севере — дерново-подзолистые. Леса занимают 24% территории области. Главные породы: кедр, ель, пихта, береза и осина. Смешанные леса сменяются к югу полосой лиственных березово-осиновых лесов, постепенно переходящих в колки лесостепной зоны.

Речная сеть в районе месторождения представлена мелкими несудоходными речками, левыми притоками р. Васюган.

Для технического водоснабжения и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды сеноманского водоносного комплекса отложений.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза скважины в районе работ, а также элементы залегания и коэффициенты кавернозности пластов представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент каверзности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		азимут, град.	
				град	мин.		
0	40	четвертичные отл.	Q	-	-	-	1,3
40	90	гуртасская свита	P _{2/3}	-	-	-	1,3
90	195	новомихайловская свита	P _{2/3}	-	-	-	1,3
195	255	атлымская свита	P _{1/3}	-	-	-	1,3
255	470	тавдинская свита	P _{1/3} – P _{3/2}	-	-	-	1,3
470	690	люлинворская свита	P _{3/2} -P _{1/2}	-	-	-	1,3
690	820	галицкая свита	P ₁	-	-	-	1,25
820	990	ганькинская свита	K ₂	-	-	-	1,25
990	1100	берёзовская свита	K ₂	-	-	-	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K ₂	-	-	-	1,25
1130	1550	уватская свита	K ₂	-	до 30	-	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25
1740	2015	викуловская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25
2015	2200	алымская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25
2200	2650	сангопайская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25

Литологический состав горных пород, слагающий разрез проектируемой скважины представлен в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P _{2/3}	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P _{2/3}	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей

Продолжение таблице 1.2

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P _{1/3}	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{1/3} – P _{3/2}	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{3/2} - P _{1/2}	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоковидные, в середине диатомовые, опоки серые
P ₁	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опоковидные, алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевролитистые
K ₂ – K ₁	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевро-литов с глинами. Песчаники и алевролиты, серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K ₁	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K ₁	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
K ₁	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K ₁	2200	2650	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Таблица 1.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести $\frac{кгс}{мм^2}$	Твёрдость $\frac{кгс}{мм^2}$	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
K ₂ - K ₁	1130	2015	песок, песчан.	2,10	30	0,5	12	10	9-213	14-234	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
K ₁ (АС ₁₀)	2500	2550	песчан.	2,1	19	6,5	11	3,6	-	-	-	-	С
K ₁ (АС ₁₁)	2560	2610	-	2,1	19	9,4	10	2,5	-	-	-	-	С
K ₁ (АС ₁₂)	2615	2650	-	2,1	18	3,3	11	3,6	-	-	-	-	С

Таблица 1.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура °С
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	
Q-P _{3/2}	0	690	Рпл - гидростатич	1,00	2,00	2,20	24,84
P _{2/2} - K ₂	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K ₂ -K ₁	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K ₁	2015	2500	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
K ₁ (АС ₁₀)	2500	2550	0,099	0,99	1,62	2,30	88,20
K ₁ (АС ₁₁)	2560	2610	0,099	0,099	1,60	2,30	90,36
K ₁ (АС ₁₂)	2615	2650	0,099	0,99	1,60	2,30	97,40

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Таблица 1.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, дарси на сантиметр	Содержание серы % парафина %	Дебит, м ³ /сут	Пластовое давление кгс/см ²	Газовый фактор, м ³ /м ³	Относительная по воздуху плотность газа	Динамический уровень в конце эксплуатации, м	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации, град.
	от (верх)	до (низ)										
K ₁ (AC ₁₀)	2500	2550	Поров.	0,796	0,06	1,2/ 2,5	от 200 – до 250	239	59	0,90		35-40
K ₁ (AC ₁₁)	2560	2610	Поров.	0,775	0,06	-		248	64	0,90		35-40
K ₁ (AC ₁₂)	2615	2650	Поров.	0,788	0,06	0,9 / 0,3		250	66	0,90	2300	35-40

Таблица 1.6 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг/л						Тип воды по Сулину	Минерализация, г/л
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы				
						CL ₄	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺²	Ca ⁺²		
Q-P _{2/3}	0	50	поров	1,0008	0,9	62	38	-	39	22	39	гидрокарбонатн атр	0,2-0,3
P _{1/3}	195	255	-	1,0003	0,07	-	-	-	-	-	-	-	0,5
K ₂ - K ₁	1110	2015	поров.	1,01	250- 400 водозаб.	99	-	1	89	3	8	хлоркальциев.	16-20

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины

1. Поглощение бурового раствора (табл. 1.7);
2. Осыпи и обвалы стенок скважины (табл. 1.8);
3. Нефтегазоводопроявления (табл. 1.9);
4. Прихват (табл. 1.10);
5. Прочие возможные осложнения (табл. 1.11).

Таблица - 1.7– Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Условия возникновения, в т.ч. допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
Q - P _{3/2}	0	690	до 5,0	отклонение параметров бурового раствора от проектных, несоблюдение скоростей СПО

Таблица 1.8 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнений, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
Q-P _{2/2}	0	690	3	интенсив	690	100-120	Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, несоблюдение скоростей СПО, несвоевременная реакция на признаки осложнений
P _{2/2} – K ₁	690	2015	3	слабые	1325	100-120	
K ₁	2015	2200	3	интенсив	185	-	

Таблица 1.9 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Плотность смеси при проявлении, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
K ₂ - K ₁	1110	2015	вода	1,01	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - недолива жидкости; - подъема инструмента с “сальником”; снижение плотности жидкости, заполняющей скважину, ниже допустимой величины
K ₁ (AC ₁₀)	2500	2550	нефть	0,796	
K ₁ (AC ₁₁)	2560	2610	нефть	0,775	
K ₁ (AC ₁₂)	2615	2650	нефть	0,788	

Таблица 1.10 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см ²	Возможные условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q – P _{2/2}	0	690	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО
K ₂	1110	1550	-	
K ₁	1550	2650	-	

Таблица 1.11 – Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
1110	2015	Разжижение бурового раствора	Нарушение режима промывки скважины, разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами
2015	2650	Сужение ствола скважины	Разбухание глин ввиду некачественного бурового раствора

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории)

Профиль скважины представлен на рис. 2.1, в его состав входят:

1. Вертикальный участок.
2. Участок набора зенитного угла.
3. Участок стабилизации зенитного угла.
4. Участок уменьшения зенитного угла.
5. Вертикальный участок.

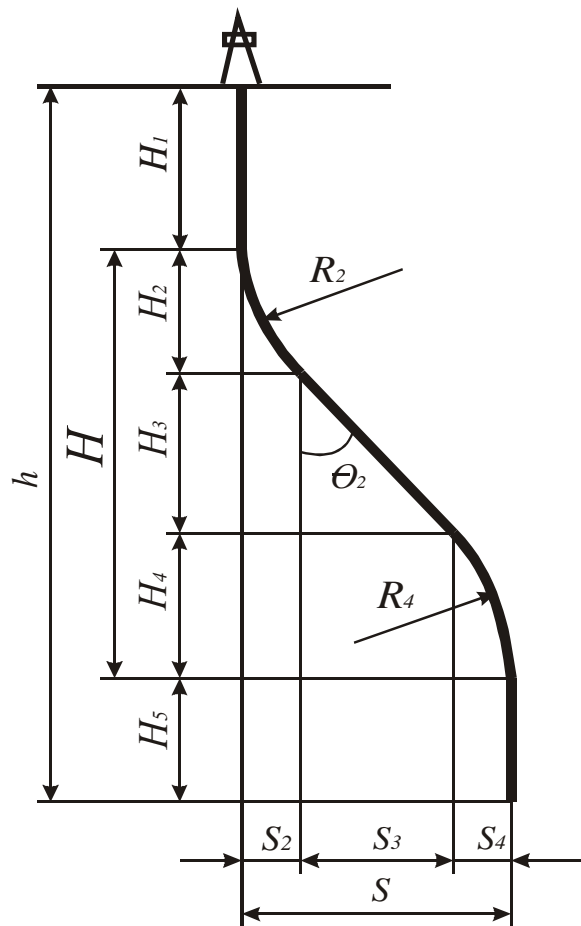


Рисунок 2.1 – Пятиинтервальный профиль скважины

Таблица 2.1 – Параметры профиля проектной скважины

Элемент профиля	Зенитный угол, град		Смещение от забоя, м		Длина по стволу, м		Вертика льная проекция
	В начал е	В конце	За интервал	Общее	За интерва л	Общая	
1.Вертикальный участок.	0	0	0	0	100	100	100
2. Участок набора зенитного угла.	0	35,93	109	109	359,22	459,22	320,206
3.Участок стабилизации зенитного угла.	35,93	35,93	509,592	618,592	868,504	1327,72	713,274
4.Участок уменьшения зенитного угла.	35,93	0	311,406	930	1026,26	2353,98	970,50
5.Вертикальный участок.	0	0	0	930	546,02	2900	546,02

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

К главным факторам, определяющим не только конструкцию забоя, но и её конкретный вид, относятся: тип коллектора и степень его однородности, степень устойчивости пород призабойной зоны, наличие или отсутствие близко расположенных к продуктивному объекту напорных горизонтов, подошвенных вод или газовой шапки; проницаемость пород продуктивного пласта, а также способ эксплуатации.

Устойчивость пород призабойной зоны можно рассчитать по формуле:

$$\sigma_{сж} \geq 2 \left[\frac{\mu}{1-\mu} \cdot \left(10^{-6} \gamma_{ГП} \cdot H - P_{Пл} \right) + \left(P_{Пл} - P_3 \right) \right], \quad (2.1)$$

где μ – коэффициент Пуассона;

$\gamma_{гп}$ - удельный вес горной породы, Н/м³;

H – расстояние от устья до кровли продуктивного пласта, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

P_3 – давление столба пластовой жидкости на забой скважины на конечном этапе эксплуатации, МПа. $P_3 = (H - h_{норм.}) \cdot \rho_{н.} \cdot g$; $h_{норм.} = 2/3H$.

$\sigma_{сж}$ – предел прочности горных пород при одноосном сжатии, МПа.

Для песчаника $\mu = 0,30$, $\sigma_{сж} = 30,0$ МПа.

$P_{пл} = 25$ МПа, исходя из проектных данных.

$P_3 = 6,69$ МПа.

$\sigma_{расч.} = 36,62$ МПа.

$\sigma_{сж.} = 30,0$ МПа < $\sigma_{расч.} = 36,62$ МПа, следовательно, коллектор неустойчивый.

Исходя из данных по возможным осложнениям, по геологическому строению скважины можно сделать следующий вывод: коллектор непрочный, неоднородный. Принятый способ эксплуатации продуктивных пластов – раздельный. Следовательно, эксплуатационный забой будет закрытый (рис. 2.2)

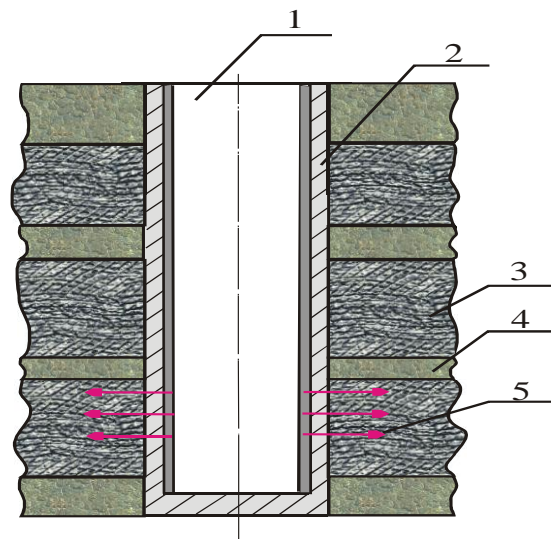


Рисунок 2.2 – Конструкция закрытого забоя:

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементный камень; 3 – продуктивный пласт;
- 4 – пропласток горной породы; 5 – перфорационные каналы

2.2.2 Построение совмещенного графика давления

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.3.

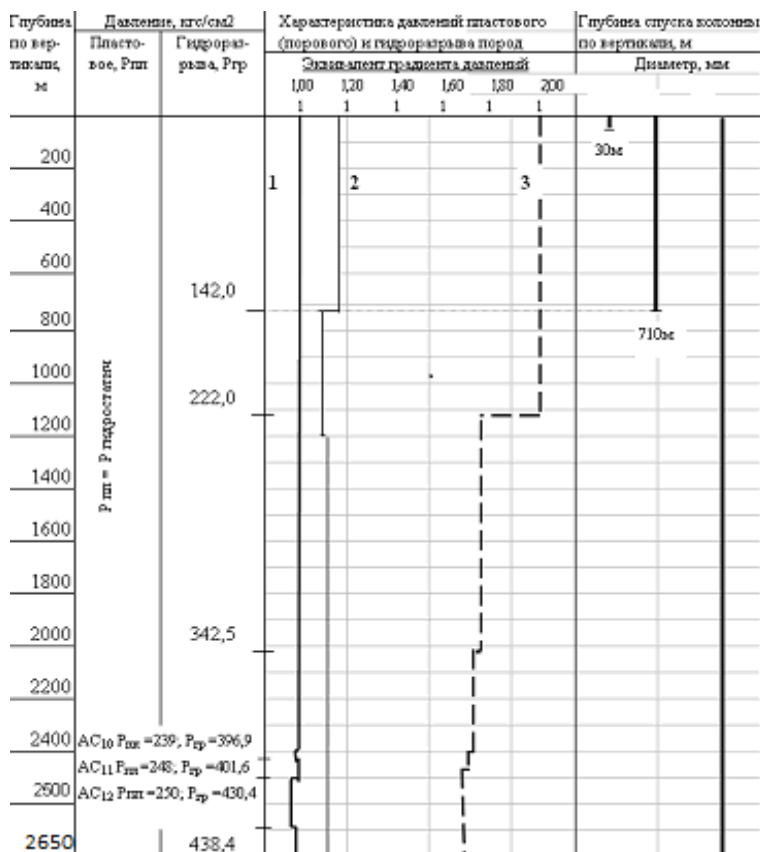


Рисунок 2.3 – Совмещенный график давлений

Из совмещённого графика давлений видно, что интервалы несовместимых условий отсутствуют, следовательно, нет необходимости в спуске промежуточных (технических) колонн.

В конструкцию скважины будут включены следующие типы обсадных колонн: направление; кондуктор; эксплуатационная колонны. Кондуктор и эксплуатационная колонна, являются обязательными при любой конструкции скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается на глубину 30 м для перекрытия верхних четвертичных отложений, представленные рыхлыми неустойчивыми породами.

Исходя из недопущения гидроразрыва пород ниже кондуктора при возможном нефтепроявлении, глубину спуска кондуктора H_K определяем по формуле:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_\phi}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}, \quad (2.2)$$

где $P_{пл}$ – максимальное пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м;

γ_ϕ – плотность пластового флюида, г/см³;

$\Delta P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

$$H_K = \frac{25 - 0,01 \cdot 2900 \cdot 0,788}{0,017 - 0,01 \cdot 0,788} = 495 \text{ м} \quad (2.3)$$

Согласно условию перекрытия люлинворской свиты (не менее чем на 10 м) принимаем глубину спуска кондуктора 710 м (по вертикали).

Согласно условию перекрытия нижнего продуктивного горизонта на 50 м, подошва которого залегает на глубине 2850 м, принимаем глубину спуска эксплуатационной колонны 2900 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [2]:

1. Направление и кондуктор цементируются до устья;

2. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Ожидаемый дебит скважины $>200-250 \text{ м}^3/\text{сут}$, соответственно принимается диаметр эксплуатационной колонны 168 мм [1].

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Конструкция скважины

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал спуска, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	Максимальный наружный диаметр соединения, мм
		По вертикали	По стволу			
1	Направление	0 - 30	0 - 30	393,7	324,0	351,0
2	Кондуктор	0 - 710	0 - 783	295,3	245,0	270,0
3	Эксплуатационная	0 - 2650	0 - 2900	215,9	168,0	188,0

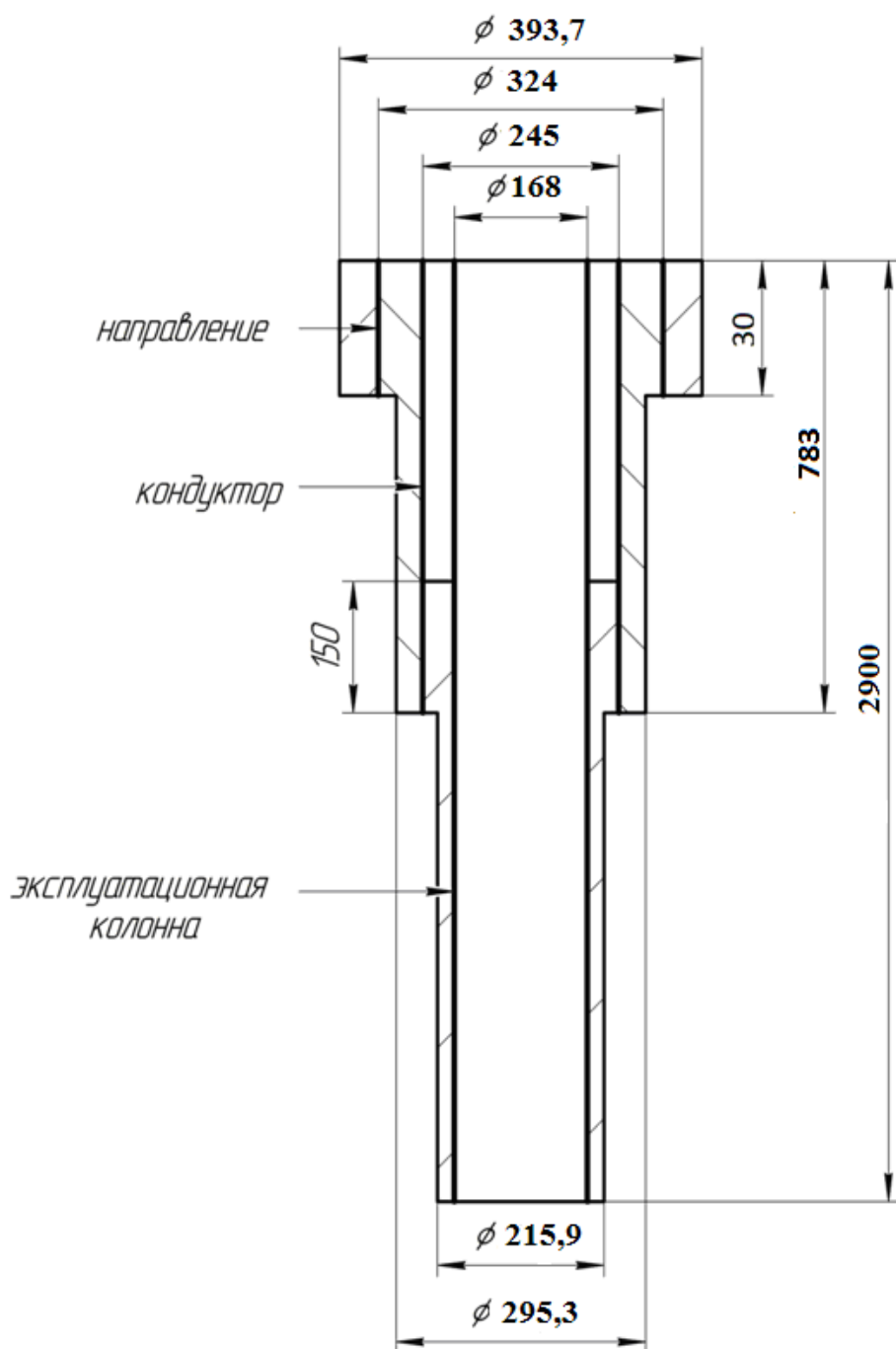


Рисунок 2.4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Противовыбросовое оборудование устья скважины выбирается исходя из следующего условия:

$$P_{\text{ПРВ}} > (P_y)_{\text{MAX}}, \quad (2.4)$$

где $P_{\text{ПРВ}}$ – рабочее давление преевенторов, МПа;

$(P_y)_{\text{MAX}}$ - максимально ожидаемое давление на устье скважины при газонефтеводопроявлении, МПа.

Величина максимального устьевого давления $P_{\text{МУ}}$ рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{МУ}} = P_{\text{ПД}} - \rho \cdot g \cdot H, \quad (2.5)$$

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

ρ - плотность флюида, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Для пласта $K_1(AC_{10})$: $P_{\text{МУ}} = 25 \cdot 10^6 - 796 \cdot 9,81 \cdot 2500 = 6,25$ Мпа;

для пласта $K_1(AC_{11})$: $P_{\text{МУ}} = 25 \cdot 10^6 - 775 \cdot 9,81 \cdot 2560 = 6,29$ Мпа;

для пласта $K_1(AC_{12})$: $P_{\text{МУ}} = 25 \cdot 10^6 - 788 \cdot 9,81 \cdot 2615 = 5,56$ Мпа.

Исходя из вышенаписанного, а также согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта ПВО ОП 5 350/80*35, состоящего из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора,

где 350-диаметр проходного отверстия, мм;

35 - рабочее давление, МПа;

80 - диаметр проходного отверстия манифольда, мм [5].

При выборе колонных головок, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обсадных колонн, обвязываемых с помощью колонной головки. Согласно этому выбираем колонную головку типа ОКК2-35 - 168x245.

В проекте при освоении скважины принимается оборудование устья скважины малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21 (плашечный превентор с ручным управлением, двойной, с диаметром условного прохода 180 мм на рабочее давление 21 МПа).

Перед тем, как приступить к вызову притока из пласта, устье скважины оборудуется фонтанной арматурой. Так как рабочее давление в скважине не

превышает 14 МПа, а диаметр спускаемых НКТ составит 114,0 мм выбираем для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФ1-65х140 (где 65 – диаметр боковых отводов, мм; 140 – рабочее давление, 140 атм) [5]. До установки на устье скважины фонтанная арматура испытывается на давление равное полуторократному рабочему давлению.

Схемы обвязки устья скважины приведены в графическом материале данного дипломного проекта.

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.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м (по-стволу)	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-783	Кондуктор	Турбинный
783-2900	Эксплуатационная колонна	Турбинный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

В табл. 1.3 указаны физико-механические свойства пород, слагающих разрез скважины, где породы разбиты на пачки и для них уже установлены категории по буримости, соответственно расчеты средних значений твердости и абразивности для каждой пачки можно опустить. По данным таблицы сделано заключение, что все породы по разрезу скважины лежат интервале М – С по категориям промысловой классификации.

При бурении под направление в интервале 0-30 метров, геологический разрез сложен глинами, суглинками и песками. Категория прочности этих пород по промышленной классификации – М. Исходя, из этого выбирается долото 393,7 М-ГВУ-R227 для бурения мягких горных пород.

При бурении под кондуктор в интервале 30-783 метров геологический разрез сложен песчаниками, глинами и алевролитами. Категория прочности этих пород по промышленной классификации – М,МС. Выбирается долото БИТ-295,3 МС.

При бурении под эксплуатационную колонну геологический разрез представлен двумя интервалами:

Первый интервал (783-2015 метров) сложен песчаниками, песками и алевролитами. Категория прочности этих пород по промышленной классификации – МС, Выбирается долото БИТ- 215,9 МС.

Второй интервал (2015-2900 метров) сложен аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Категория прочности этих пород по промышленной классификации – С. Выбирается долото БИТ- 215,9 С. Применяемые долота по интервалам бурения представлены в табл.2.4.

Таблица 2.4 – Типоразмер долот по интервалам бурения

Интервал, м		Типоразмеры долот
от	до	
0	30	393,7 М-ГВУ-R227
30	783	БИТ 295,3 ВТ 613 МС
783	2015	БИТ 215,9 ВТ613 МС
2015	2900	БИТ 215,9 ВТ613 С

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

В практике бурения для приближенного расчета осевой нагрузки используется формула:

$$G_{oc} = q \cdot D_d, \quad (2.6)$$

где q – удельная нагрузка на 1 м диаметра долота, кН/мм. D_d – диаметр долота, мм.

При $D_d=393,7$ мм, $q=0,1$ кН/мм:

$$G = 393,7 \cdot 0,1 = 39,37 \text{ кН.}$$

При $D_d=295,3$ мм, $q=0,1$ кН/мм:

$$G = 295,3 \cdot 0,1 = 29,53 \text{ кН.}$$

При $D_d=215,9$ мм, $q=0,15$ кН/мм:

$$G = 215,9 \cdot 0,15 = 35,24 \text{ кН.}$$

При $D_d=215,9$ мм, $q=0,25$ кН/мм:

$$G = 215,9 \cdot 0,25 = 53,97 \text{ кН.}$$

Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой напряжение, превышающие твердость горной породы. Так, для более твердых пород, требуется более высокая осевая нагрузка, но в любом случае, расчетное значение не должно превышать 80% от допустимого по паспорту на долото.

$$G_{OC} \leq 0,8G_{доп}, \quad (2.7)$$

где $G_{доп}$ – допустимая нагрузка на долото, кН.

Для интервала 0-30м, $D_d=0,3937$ м М:

$$G_{OC} \leq 0,8 \cdot 85 = 68 \text{ кН.}$$

Для интервала 30-783м, $D_d=0,2953$ м МС:

$$G_{OC} \leq 0,8 \cdot 90 = 72 \text{ кН.}$$

Для интервала 783-2015м, $D_d=0,2159$ м МС:

$$G_{OC} \leq 0,8 \cdot 90 = 72 \text{ кН.}$$

Для интервала 2015-2900м, $D_d=0,2159$ м С:

$$G_{OC} \leq 0,8 \cdot 70 = 56 \text{ кН.}$$

Полученные данные, осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в табл. 2.5.

Таблица 2.5 – Осевая нагрузка на долото по интервалам бурения

Интервал, м		Осевая нагрузка, кН
от	до	
0	30	вес инструмента (20-39)
30	783	29,53
783	2015	35,24
2015	2900	53,97

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Так как бурение данной скважины осуществляется безопорными долотами БИТ и поскольку данные долота являются новыми, и методик расчёта параметров режимов бурения для них в данное время в доступной литературе пока нет, то расчёт производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота.

Значения частоты вращения ориентируются по паспорту, а также оптимальными параметрами, отобранными за время практики.

Таблица 2.6 – Результаты проектирования частоты вращения по интервалам

Интервал, м		Частота вращения долота, об/мин
от	до	
0	30	151
30	783	97
783	1996	132
1996	2900	132

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

При выборе забойного двигателя необходимо учитывать диаметр долота и номинальный момент на валу.

При бурении заданного интервала момент, развиваемый турбинами расходуется в основном на:

- работу долота под действием осевой нагрузки;

- трения в опорах.

Диаметр забойного двигателя рассчитывается по формуле:

$$D_{зд} = (0,84 \div 0,92) \cdot D_d . \quad (2.8)$$

где D_d - диаметр долота, мм;

Диаметр забойного двигателя под кондуктор:

$$D_{зд} = (0,84 \div 0,92) \cdot 295,3 = 248,05 \div 271,67 \text{ мм.}$$

Диаметр забойного двигателя под эксплуатационную колонну:

$$D_{зд} = (0,84 \div 0,92) \cdot 215,9 = 181,35 \div 198,62 \text{ мм.}$$

Тормозной момент определяется по формуле

$$M_T = k_m \cdot m \cdot G , \quad (2.9)$$

где k_m - коэффициент запаса крутящего момента; m - значение удельного момента, кН*м, G -выбранная осевая нагрузка, кН.

Значение удельного момента m на долоте выбирается исходя из условий бурения и используемого типа долот (PDC). $m= 0,04-0,05$ кН*м. Принимается $m=0,05$ кН*м.

Для обеспечения рабочего (экстремального) режима двигателя, соответствующего максимуму его мощности, определяется коэффициент запаса крутящего момента. Поскольку используется быстроходный гидравлический забойный двигатель, то $k_m=2,25$.

По указанной формуле проводится расчет тормозных моментов при использовании долот PDC.

Для кондуктора: $M_T=3322$ Н*м

Для эксплуатационной колонны: $M_T=6071$ Н*м

На основе рассчитанного допустимого диаметра забойного двигателя и значения тормозного момента на валу двигателя, производим выбор забойных двигателей для всех интервалов бурения.

Опираясь на полученные данные, учитывая требуемую частоту вращения долота и опыт бурения на Западно - Моисеевском месторождении,

принимается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС для набора зенитного угла и на участке стабилизации.

Для бурения скважины под эксплуатационную колонну в интервале 783 – 2900 метров выбирается винтовой двигатель ДРУ-195РС, в интервалах стабилизации 783-1577 м и 2603-2900 м в целях экономии принимается менее затратный винтовой двигатель Д2-195.

Техническая характеристика забойных двигателей представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Техническая характеристика забойных двигателей

Параметры	Шифр двигателя		
	ДРУ-240РС	ДРУ-195РС	Д2-195
Расход жидкости, л/с	30-75	26-34	25 – 30
Крутящий момент, $H \cdot м$	10000	3100-6200	5200 – 7200
Частота вращения, об/мин	60-100	120	120
Перепад давления, МПа	5-62	3,9	4,3 – 6,7
Длина, м	8,21	7,1	6,535
Масса, кг	2020	1420	1100
Наружный диаметр, м	240	195	195

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) является связующим звеном между долотом, находящимся на забое скважины, и буровым оборудованием, расположенным на поверхности. 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.

При бурении гидравлическими забойными двигателями колонну бурильных труб используют в основном для подачи промывочной жидкости к двигателю.

Исходя из назначения, к бурильной колонне предъявляют следующие основные требования:

1. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки.
2. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причем с минимальными гидравлическими потерями.
3. Минимальные затраты времени при спускоподъемных операциях (СПО), при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

При всех способах бурения различные участки колонны, вследствие ее большой длины, подвергаются воздействию различных, большей частью динамических нагрузок: растяжению, сжатию, кручению, поперечному и продольному изгибу, внутреннему и наружному давлению. Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

Для создания нагрузки на долото применяют утяжеленные бурильные трубы, чем достигается:

- передача достаточно большой нагрузки на долото при малой длине УБТ,
- увеличение осевого момента инерции и осевого момента сопротивления,
- снижение прогиба и напряжения от продольного изгиба.

При применении УБТ в КНБК благодаря большой жесткости предупреждается резкое искривление ствола скважины.

Расчет утяжеленных бурильных труб сводится к определению диаметра и длины. Диаметр УБТ определяется исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения в данных условиях бурения, а длину исходя из

нагрузки на долото. Отношение диаметра УБТ к диаметру скважины должно быть (0,8 – 0,85) для долот диаметром меньше 295,3 мм и (0,7- 0,8) для долот свыше 295,3 мм [4].

В данном проекте, среди всего многообразия бурильных труб выбираются бурильные трубы типа ТБПК по следующим причинам:

- Наружная высадка этих труб уменьшает гидравлические сопротивления при циркуляции промывочной жидкости;
- Трубы имеют высокие прочностные характеристики;
- Резьбовые соединения имеют высокую герметичность. В замках ТБПК, в отличие от труб типа В и Н, есть упорные выступы, ограничивающие глубину ввинчивания труб в замковые детали, предотвращающие при завышенных крутящих моментах «докрепление» соединений с большими радиальными деформациями.

В данном проекте применяются переводники переходные типа «П». Переводники предназначены для соединения различных элементов колонны бурильных труб, имеющих разные резьбы по размеру или виду (обе резьбы внутренние или наружные).

Таблица 2.8 – Конструкция бурильной колонны

Название секции	Шифр труб	Длина, м	Вес, кг
I секция УБТ	УБТ – 178 – 90	50	7270,0
II секция УБТ	УБТ – 146 – 74	8	781
I секция КБТ	ТБПК – 127 × 9	250	6503,89
II секция КБТ	ТБД16Т 147-11	2592	29383,2
Итого:		2900	43937,2

Для бурения скважины на различных интервалах проектируются следующие компоновки БК (см. табл.2.9).

Таблица 2.9 – Компоновка низа бурильной колонны

№ п/п КНБК	Интервал по вертикали, м		Элементы КНБК			Назначение
	от	до	№ п/п	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
1	0	30	1	Ш 393,7 М-ГВУ R-227	ТУ 3664-001- -507838752000	Бурение вертикаль-ного участка под направле-ние
			2	Калибратор КЛС-393,7	ТУ 51-64374	
			3	УБТ-203х100	ТУ 14-3-835-79	
			4	П 147/171	ГОСТ 7360-82	
			5	УБТ – 178х90 Д	ТУ 14-3-385-79	
			6	ТБПК – 127х9 Д	ГОСТ Р 50278-92	
2	30	100	1	БИТ-295,3 МС	ТУ 3664-001- -507838752000	Бурение вертикаль-ного участка под кондуктор
			2	Калибратор КЛС-295,3	ТУ 51-64374	
			3	ДРУ-240РС	ГОСТ 26673 – 90	
			4	КОБ 178 х 3-147	ТУ 3665-3010014 7001-2004	
			5	УБТ-203х100	ТУ 14-3-835-79	
			6	П 147/171	ГОСТ 7360-82	
			7	УБТ – 178х90 Д	ТУ 14-3-385-79	
3	100	430	1	БИТ-295,3 МС	ТУ 3664-001- -507838752000	Набор зенитного угла при бурении под кондуктор
			2	Калибратор КЛС-295,3	ТУ 51-64374	
			3	ДРУ-240РС	ГОСТ 26673-90	
			4	П 147/171	ГОСТ 7360-82	
			5	КОБ 178 х 3-147	ТУ 3665-3010014 7001-2004	
			7	Телесистема «СИБ – 2.1.»	изг. «ТКШ», г. Томск	
			8	ТБД16Т 147х11 ост	ГОСТ 23786-79	
4	430	783	1	БИТ-295,3 МС	ТУ 3664-001- -507838752000	Бурение под кондуктор на участке стабилизации
			2	Калибратор КЛС-295,3	ТУ 51-64374	
			3	ДРУ-240РС	ГОСТ 26673-90	
			4	П 147/171	ГОСТ 7360-82	
			5	КОБ 178 х 3-147	ТУ 3665-3010014 7001-2004	
			6	УБТ – 178х90 Д (12 м)	ТУ 14-3-385-79	
			7	П 121/147	ГОСТ 7360-82	
			8	УБТ – 146х74 Д (8 м)	ТУ 14-3-385-79	
			9	П 133/121	ГОСТ 7360-82	
			10	ТБПК – 127х9 Д (250 м)	ГОСТ Р 50278-92	
			11	П 147/133	ГОСТ 7360-82	
			12	ТБД16Т 147х11 ост	ГОСТ 23786-79	

Продолжение таблицы 2.9

№ п/п КНБК	Интервал по стволу, м		Элементы КНБК			Назначение
	от	до	№ п/п	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
5	783	1640	1	БИТ-215,9 С	Пр-во «БУРИНТЕХ»	Стабилизация зенитного угла при бурении под эксплуата- ционную колонну
			2	9 КС-215,9 МС	ТУ 51-643-74	
			3	Д2-195	ГОСТ 26673 – 90	
			4	П 147/171	ГОСТ 7360-82	
			5	КОБ 178 х 3-147	ТУ 3665-3010014 7001-2004	
			6	УБТ – 178х90 Д	ТУ 14-3-385-79	
			7	П 121/147	ГОСТ 7360-82	
			8	УБТ – 146х74 Д	ТУ 14-3-385-79	
			9	П 133/147	ГОСТ 7360-82	
			10	ТБПК – 127х9 Д (250 м)	ГОСТ Р 50278-92	
			11	П 147/133	ГОСТ 7360-82	
			12	ТБД16Т 147х11 ост	ГОСТ 23786-79	
6	1640	2552	1	БИТ 215,9 С	ТУ 3664-001- 50783875-2000	Уменьшение зенитного угла при бурении под эксплуатационну ю колонну
			2	9 КС-215,9 МС	ТУ 51-643-74	
			3	ДРУ-195РС	ГОСТ Р№ РОСС RUH 005 В00002	
			4	КОБ 178 х 3-147	ТУ 3665-3010014 7001-2004	
			5	Телесистема «СИБ – 2.1»	изг. «ТКШ», г. Томск	
			6	УБТ – 178х90 Д	ТУ 14-3-385-79	
			7	П 121/147	ГОСТ 7360-82	
			8	УБТ – 146х74 Д	ТУ 14-3-385-79	
			9	П 133/121	ГОСТ 7360-82	
			10	ТБПК – 127х9 Д (250 м)	ГОСТ Р 50278-92	
			11	П 147/133	ГОСТ 7360-82	
			12	ТБД16Т 147х11 ост	ГОСТ 23786-79	
7	2552	2900	1	БИТ 215,9 С	ТУ 3664-001- 50783875-2000	Стабилизация зенитного угла при бурении под эксплуатационну ю колонну
			2	9 КС-215,9 МС	ТУ 51-643-74	
			3	Д2-195	ГОСТ Р№ РОСС RUH 005 В00002	
			4	П 147/171	ГОСТ 7360-82	
			5	КОБ 178 х 3-147	ТУ 3665-3010014 7001-2004	
			6	УБТ – 178х90 Д	ТУ 14-3-385-79	
			7	П 121/147	ГОСТ 7360-82	
			8	УБТ – 146х74 Д	ТУ 14-3-385-79	
			9	П 133/121	ГОСТ 7360-82	
			10	ТБПК – 127х9 Д (250 м)	ГОСТ Р 50278-92	
			11	П 147/133	ГОСТ 7360-82	
			12	ТБД16Т 147х11 ост	ГОСТ 23786-79	

2.3.7 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций – обеспечение быстрого углубления, очистки забоя от шлама и транспортировки его на поверхность, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми породами.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются с учетом геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

Исходя из расчетных данных, а также опыта бурения скважин на Западно-Моисеевском месторождении принимаем следующие параметры бурового раствора по интервалам бурения. Данные сведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10 – Параметры бурового раствора

Интервал, м		Плотность, г/см ³	СНС, дПА		УВ, с	Фильтрация, см ³ /30мин	рН	П, %
от	до		за 1 мин	за 10 мин				
0	783	1,17	15-20	25-35	30-35	8-6	7,5-8,5	1-2
783	1200	1,10	2-5	15-20	23-25	6	7,5-8	0,5-1
1200	2250	1,11	2-5	15-20	23-25	6-4	7,5-8	0,5-1
2250	2900	1,11	3-5	20-25	25-27	4-3,5	7,5-8	0,5-1

Для приготовления бурового раствора используются: глина бентонитовая марки ПБМА, техническая вода и необходимый комплексный набор химических реагентов. Характеристика материалов и химических реагентов представлены в табл.2.11.

Таблица 2.11 – Характеристика материалов и химических реагентов, применяемых при бурении скважины на полимерглинистом буровом растворе

Реагенты	Основное назначение	Шифр
1	2	3
Порошок бентонитовый	Приготовление глинистого раствора	ПМБА
Полианионная целлюлоза	Регулирование фильтрационных свойств глинистого раствора	Пац НВ
Природный полисахарид	Регулирование вязкостных, структурных свойств глинистого раствора	Geoxan
Смазочная добавка на основе растительных жиров	Регулирование смазочных свойств глинистого раствора	Geolub
Кальцинированная сода	Регулирование pH, связывание ионов Ca^{++} Mg^{++}	Na_2CO_3
Натрий двууглекислый	Удаление из бурового раствора ионов Ca и Mg, диспергатор глин, регулирование pH раствора	пищевая сода $NaHCO_3$
Полиакрилад	Ингибитор глинистых сланцев, регулирование смазочных свойств гл. раствора	Георан
Лигносульфат технический порошковообразный	Снижение вязкости и статического напряжения сдвига пресных и минерализованных растворов,	ЛСТП
Нетрилотриметилфосфоновая кислота	Разжижитель	НТФ
Пеногаситель	Пеногаситель для подавления пенообразования в буровых и тампонажных растворах	ПЕНТА
Полианионная целлюлоза высокой молекулярной массы	Регулирование фильтрационных свойств глинистого раствора и повышение вязкости БР	Пац ВВ
Каустическая сода	Регулирование щелочных свойств	NaOH

Из проектных данных известно о суммарной потребности полимерглинистого бурового раствора (табл. 2.12).

Таблица 2.12 – Суммарная потребность полимер-глинистого бурового раствора

Наименование компонента	Потребность компонента, т			суммарная на скважину
	Наименование обсадных колонн			
	направление	кондуктор	эксплуатационная	
Гинопорошок бентонитовый модифицированный (ПМБА)	1,15	19,58	-	20,7*
ПАЦ НВ	0,05	0,053	0,198	0,301
Георан	-	0,075	0,566	0,641
НТФ	-	0,301	0,265	0,566
Кальцинированная сода	0,05	0,051	-	0,10
ЛСТП	-	-	0,054	0,054
Натрий двууглекислый	-	-	0,120	0,240
Пенегаситель ПЕНТА	-	-	0,240	0,034
Каустическая сода	-	0,069	0,305	0,349
Geolub	-	0,044	0,105	

Принципиальная схема системы очистки бурового раствора представлена на рисунке 2.5.

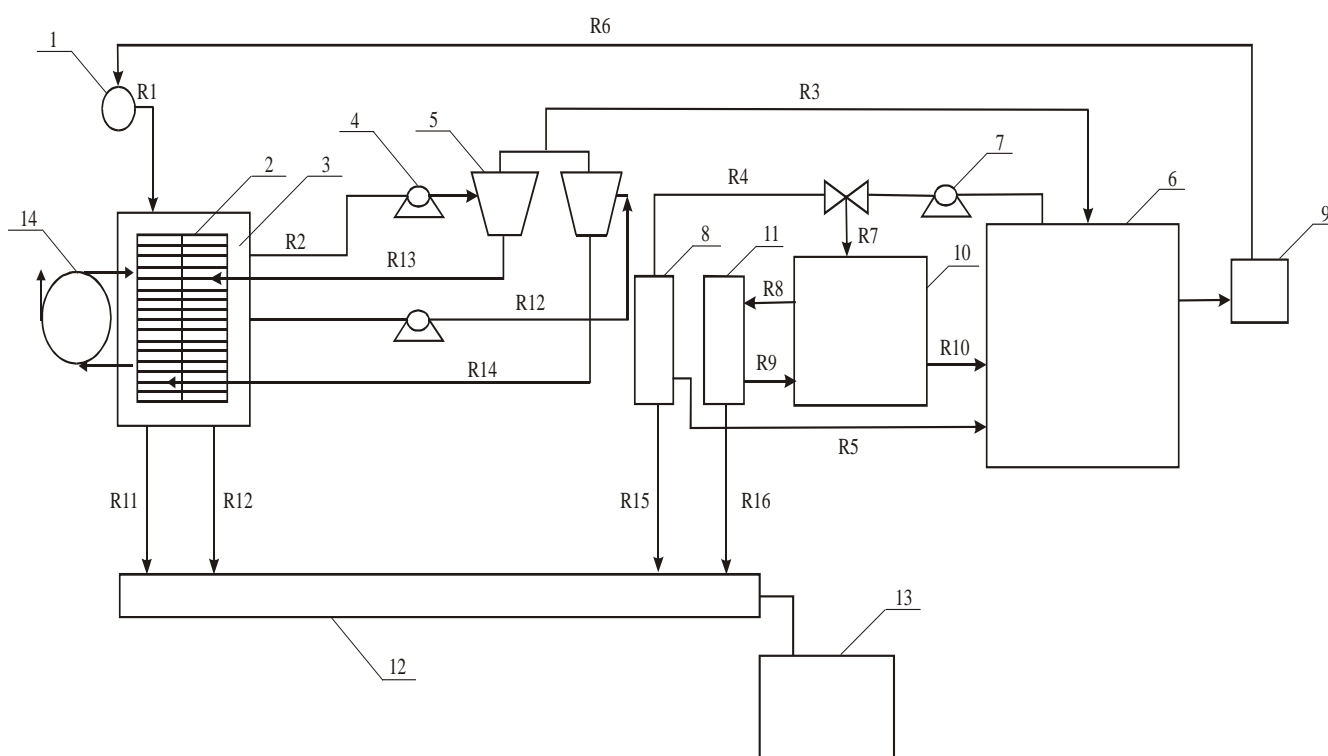


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема системы очистки бурового раствора

Буровой раствор из скважины 1 по линии R 1 поступает на вибросита "Derrick Flow Line Cleaner" (2). Очищенный на виброситах раствор попадает в емкость (3) откуда шламовым насосом (4) по линии R2 подается на

пескоотделитель ГКЦ-400 (5). После очистки на гидроциклонах раствор поступает по линии R3 в активную емкость (6) объемом 40м³, которая постоянно задействована в циркуляционной системе. Для тонкой очистки буровой раствор насосом (7) подается из активной емкости по линии R4 на центрифугу "Derrick" (8), откуда по линии R5 стекает обратно в емкость (6). Из активной емкости раствор насосом (9) подается в скважину по линии R6. Для осветления раствор прокачивается (линия R7) через блок химического усиления центрифуг FCU (10) по специальному трубопроводу насосом (7), где дополнительно обрабатывается специальными реагентами (коагулянтами, флокулянтами), а затем поступает на центрифугу (11) линия R8, где разделяется на твердую фазу и осветленную воду, которая поступает по линии R9 в специальную емкость в блоке химического усиления, а оттуда по линии R10 в активную емкость (6). Пульпа с пескоотделителя по линиям R13, R14 поступает на вибросита для дополнительного обезвоживания. Выбуренная порода с вибросит, пульпа с пескоотделителей и кек с центрифуг по линиям R11, R12, R15, R16 поступают на шнековый транспортер (12), с помощью которого отгружаются в емкость автомобиля (13) и вывозятся во временное шламохранилище. При разбуривание пластов с содержанием газа, применяют дегозатор (14) для отделения газа из бурового раствора поступающего из скважины.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Цель составления гидравлической программы бурения – определение рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку долот, при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими особенностями вскрываемого интервала, а также энергетическими, техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого инструмента.

Расчет производится по методике, предложенной в [13].

Исходные данные для расчета

Глубина бурения скважины L , м	2900
Удельный вес разбуриваемых пород $q_{ГП}$, Н/м ³	$2,1 \cdot 10^4$
Механическая скорость бурения V_m м/с	0,015
Момент ГЗД, M_p Н·м	4987,8
Реологические свойства жидкости:	
динамическое напряжение сдвига τ_0 , Па	9
пластическая вязкость η ,	0,014
Удельный вес бурового раствора q , Н/м ³	$1,11 \cdot 10^4$
Тип бурового насоса	УНБТ 600
Число буровых насосов	2
Расход бурового раствора при $d_{втул}=170$	0,032
Номинальное рабочее давление P_n , МПа	21
Элементы бурильной колонны	
УБТ – 178×90:	
длина l_1 , м	50
наружный диаметр d_{n1} , м	0,178
внутренний диаметр $d_{в1}$, м	0,090
УБТ – 146×74:	
длина l_2 , м	8
наружный диаметр d_{n2} , м	0,146
внутренний диаметр $d_{в2}$, м	0,074
ТБПК-127×9:	
длина l_3 , м	250
наружный диаметр d_{n3} , м	0,127
внутренний диаметр $d_{в3}$, м	0,109

наружный диаметр замкового соединения	0,170
ТБД16Т 147×11	
длина l_4 , м	2592
наружный диаметр $d_{н4}$, м	0,147
внутренний диаметр $d_{в4}$, м	0,125
наружный диаметр замкового соединения	0,172
Элементы наземной обвязки	
Условный диаметр стояка, м	0,100
Диаметр проходного сечения, м:	
бурового рукава	0,102
вертлюга	0,75
ведущей трубы	0,85

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина эксплуатационная, а не разведочная, отбор керна не производится. Так же это объясняется достаточным комплексом проведения геофизических работ, и имеющегося в составе КНБК комплекса телеметрии, который так же своевременно передает данные о состоянии горных пород.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

На всех рассмотренных выше этапах работы с обсадными колоннами имеют место следующие виды давлений в скважине, которые могут учитываться при расчёте статических избыточных внешних и внутренних давлений:

1. Гидростатическое давление столба воды.

2. Гидростатическое давление столба БР.
3. Давление столба буферной жидкости.
4. Давление столба пластового флюида.
5. Давление столба тампонажного раствора.
6. Давление составного столба различных жидкостей.
7. Давление столба цементного камня.
8. Давление столба составного различных жидкостей и цементного камня.
9. Давление пластовое.
10. Давление горное.

Для жидких сред поз. 1 – 6 давление определяется по законам гидростатики, для позиций 1-5 по формуле:

$$P_{1-5} = \rho_{1-5} \cdot g \cdot h_{1-5} \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (2.10)$$

а для поз. 6 по формулам (т.к. жидкость не сжимаема):

$$\Sigma P = P_1 + P_2 + P_3 = 10^{-6} g (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3); \quad (2.11)$$

Давление столба цементного камня $P_{\text{ЦК}}$ (поз. 7) в необсаженном стволе определяется по формуле:

$$P_{\text{ЦК}} = 10^{-6} \rho_{\text{ЦК}} \cdot g \cdot h_{\text{ЦК}} \cdot (1 - k), \text{ МПа} \quad (2.12)$$

где k – коэффициент разгрузки, связанной с твердением цементного раствора (для колонны диаметром 168 мм $k = 0,3$).

В интервале ствола, обсаженном предыдущей колонной давление столба цементного камня равно гидростатическому давлению пластовой воды – 1010 кг/м³.

Давление составного столба цементного камня и жидкости $P_{\text{ЦК+Ж}}$ равно:

$$P_{\text{ЦК+Ж}} = P_{\text{ЦК}} + P_{\text{Ж}} \quad (2.13)$$

Исходные данные для расчета действующих нагрузок:

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2900 м, интервал цементирования 633 - 2900 м (633 – 2250 м ПЦТ - III – О65 – 100 плотностью 1500 кг/м³; 2250 – 2900 м ПЦТ - I - G - СС1 плотностью 1910 кг/м³ (обоснование смотреть ниже). Продавочная жидкость солевой раствор

плотностью 1100 кг/м³. Буровой раствор плотностью 1110 кг/м³. Плотность пластовой воды 1010 кг/м³. Плотность нефти 775 кг/м³. Снижение уровня жидкости до 2300 м. Давление столба нефти в скважине 1733м.

Исходя из геологических данных, текучих пород в разрезе нет, поэтому горное давление не учитываем.

При АВПД принимается $P_{пл}$ (интервал ± 50 м), если:

$$P_{пл} > \sum P_{ГС} = P_{БР} + P_{ЦК}. \quad (2.14)$$

Пластовое давление при расчётах обсадных колонн берется измеренное.

Проверочный расчет гидростатического давления промывочной жидкости определяется по формуле:

$$P_{ГС} = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ПЛВ} + (H_3 - H_2) \cdot \rho_{ЦК1} \cdot (1 - K) + (H - H_3) \cdot \rho_{ЦК2} \cdot (1 - K))$$

Для пласта $K_1(AC_{10})$:

$$P_{ГС} = 10^{-6} \cdot 9,81 \cdot (583 \cdot 1110 + (710 - 633) \cdot 1010 + (2250 - 710) \cdot 1500 \cdot (1 - 0,3) + (2400 - 2250) \cdot 1910 \cdot (1 - 0,3)) = 25,439 \text{ МПа};$$

$$P_{пл} = 23,9 \text{ МПа}; \implies P_{пл} < \sum P_{ГС}.$$

Для пласта $K_1(AC_{11})$:

$$P_{ГС} = 10^{-6} \cdot 9,81 \cdot (583 \cdot 1110 + (710 - 583) \cdot 1010 + (2250 - 710) \cdot 1500 \cdot (1 - 0,3) + (2460 - 2250) \cdot 1910 \cdot (1 - 0,3)) = 26,224 \text{ МПа};$$

$$P_{пл} = 24,8 \text{ МПа}; \implies P_{пл} < \sum P_{ГС}.$$

Для пласта $K_1(AC_{12})$:

$$P_{ГС} = 10^{-6} \cdot 9,81 \cdot (583 \cdot 1110 + (710 - 633) \cdot 1010 + (2250 - 710) \cdot 1500 \cdot (1 - 0,3) + (2515 - 2250) \cdot 1910 \cdot (1 - 0,3)) = 26,945 \text{ МПа};$$

$$P_{пл} = 25 \text{ МПа}; \implies P_{пл} < \sum P_{ГС}.$$

Согласно расчету нет необходимости учитывать пластовое давление в расчётах ОК на прочность.

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: При цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;

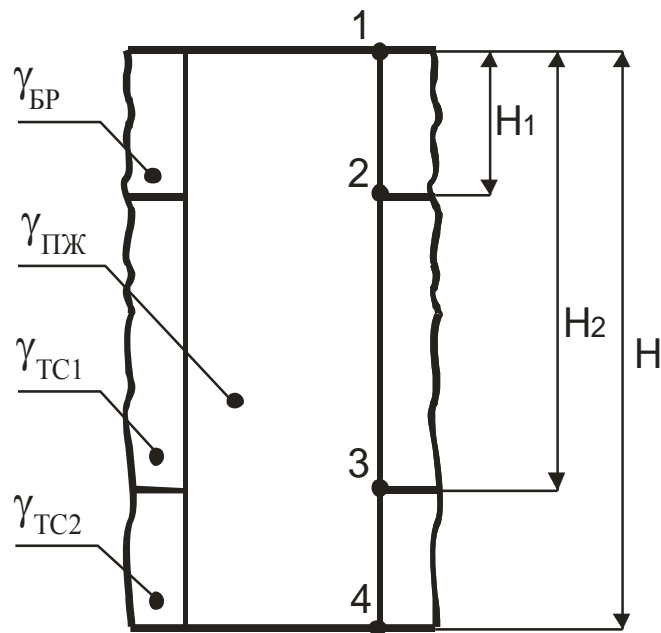


Рисунок 2.6 – Цементирование колонны без выхода тампонажного раствора на устье

2 случай: При снижении уровня жидкости в колонне (при испытании на герметичность снижением уровня);

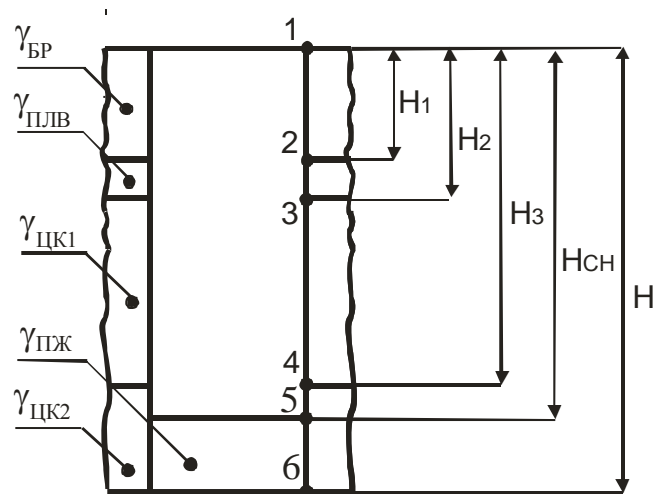


Рисунок 2.7 – Снижение уровня жидкости в колонне

3 случай: Конец эксплуатации.

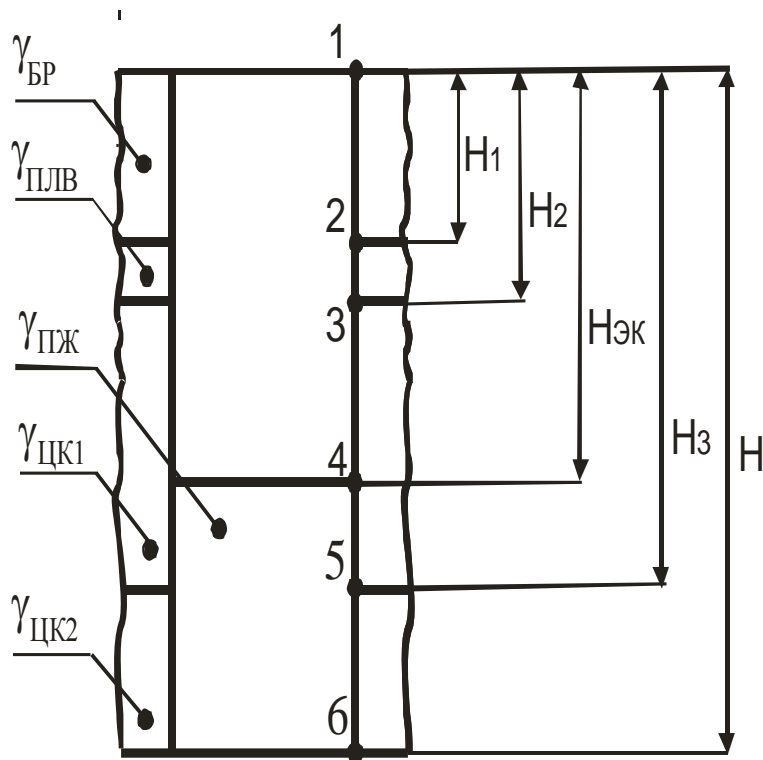


Рисунок 2.8 – Конец эксплуатации

Данные расчётов сведены в табл. 2.13.

Таблица 2.13 – Наружные избыточные давления.

Случай	№ точки	Давление, Мпа.		
		P_H	P_B	$P_{ни}$
Цементирование колонны без выхода ТР на устье	1	0	0	0
	2	6,348	6,291	0,057
	3	30,878	24,28	6,598
	4	37,436	28,056	9,38
Снижение уровня жидкости в колонне	1	0	0	0
	2	6,348	0	6,348
	3	7,607	0	7,607
	4	23,469	0	23,469
	5	24,781	0	24,781
	6	28,060	3,237	24,822

Продолжение таблицы 2.13

Случай	№ точки	Давление, Мпа.		
		P_H	P_B	$P_{ни}$
Конец эксплуатации	1	0	0	0
	2	6,348	0	6,348
	3	7,607	0	7,607
	4	18,144	0	18,144
	5	23,469	3,931	19,538
	6	28,060	6,591	21,468

Из вышеприведённых расчётов можно сделать вывод, что наибольшие избыточные наружные давления наблюдаются при испытании на герметичность за счёт снижения уровня жидкости в колонне.

На рисунке 2.9 построена зависимость избыточных наружных давлений от глубины скважины для следующих случаев: 1 - цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении, 2 - снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность снижением уровня, 3 – конец эксплуатации.

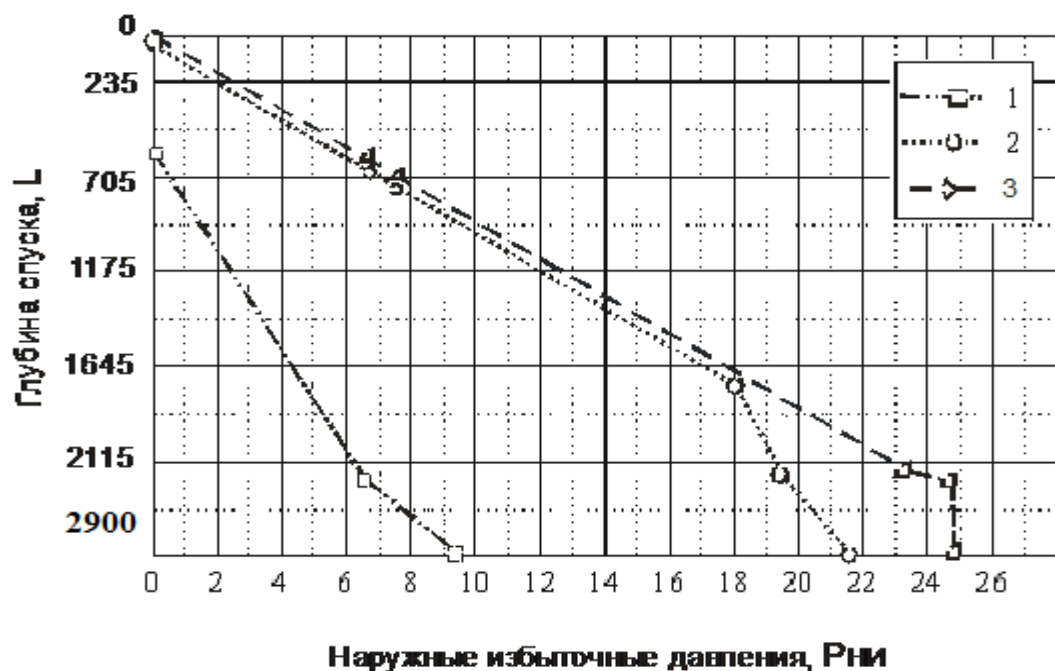


Рисунок 2.9 – Зависимость избыточных наружных давлений от глубины скважины

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{\text{ВИ}} = P_{\text{В}} - P_{\text{Н}}$; $P_{\text{ВИ}} \Rightarrow \text{max}$. Имеются два таких случая.

1 случай: Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

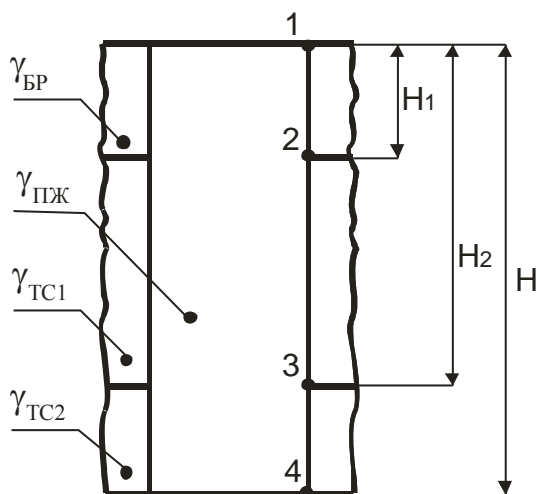


Рисунок 2.10 – Цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье

2 случай: Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

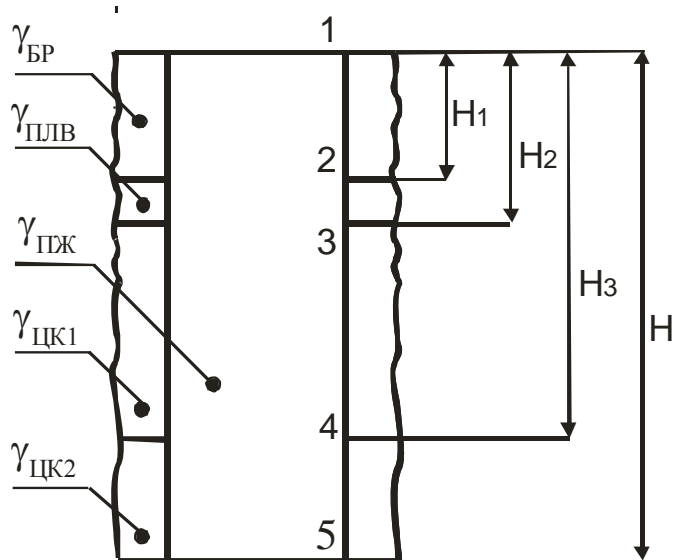


Рисунок 2.11 –
колонны

Опрессовка

Данные расчётов сведены в табл. 2.14.

Таблица 2.14 - Внутренние избыточные давления.

Случай	№ точки	Давление, Мпа.		
		P_B	P_H	$P_{ВИ}$
Конец продавки ТС	1	19,683	0	19,683
	2	25,974	6,348	19,626
	3	43,962	30,878	13,084
	4	47,739	37,436	10,303
Опрессовка	1	9,5	0	9,5
	2	15,791	6,348	9,443
	3	17,162	7,594	9,568
	4	33,78	23,469	10,311
	5	37,556	28,060	9,496

На рисунке 2.12 построена зависимость избыточных внутренних давлений от глубины скважины для следующих случаев: 1 - конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, 2 - опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

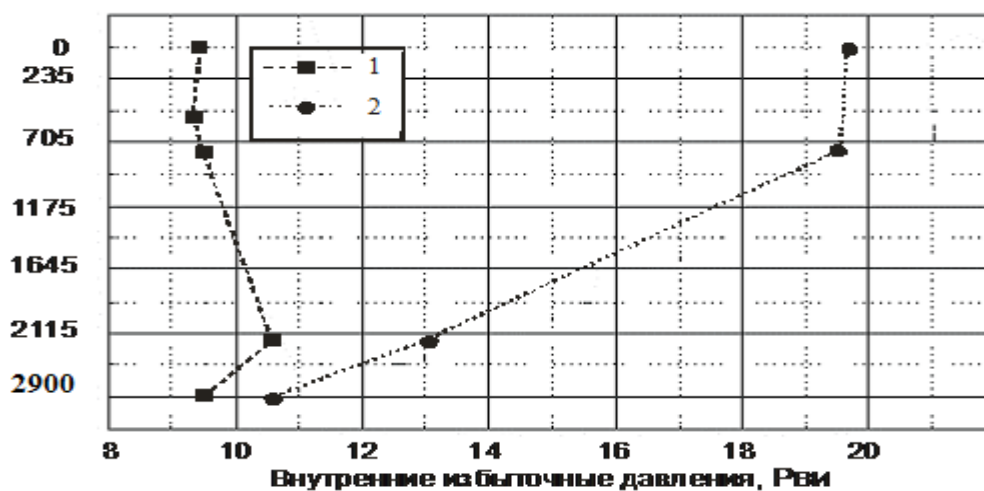


Рисунок 2.12 – Зависимость избыточных внутренних давлений от глубины
скважины

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.15

Таблица 2.15 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	10,6	251	41,3	10366,3	10366,3	2852-2900
2	Д	8,9	453	35,4	22423,5	32789,8	2900-2148
3	Д	8,0	361	31,6	11476	44265,8	2148-1787
4	Д	7,3	428	29,4	12584	56849,8	1787-1359
5	Д	8,0	876	31,6	27684,2	84534	1359-483
6	Д	8,9	483	35,4	17098,8	101632,2	483-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Обоснование способа цементирования

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм цементируется в один прием (градиенты гидроразрыва пород по всему разрезу скважины малоразличаются между собой, а глубина скважины до 3000 м) двумя порциями тампонажного раствора. Верхняя порция – облегченный тампонажный раствор (583 – 2250 м по вертикали (633-2801 м по стволу)); нижняя порция - тампонажный раствор с повышенными изоляционными

свойствами нормальной плотности (2250 – 2648 м по вертикали (2801-2900 м по стволу).

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Промысловые данные о составе трех жидкостей используемых при цементировании (буферной, тампонажной и продавочной) приведены в табл. 2.16.

Таблица 2.16 – Промысловые данные буферной, тампонажной и продавочной жидкостей

Название	Плотность, кг/м ³	Составляющие компоненты	% к массе сухого вещества (для ТР); % к массе БЖ (воды)
Буферная жидкость	1000	Вода МБП-М-100	100 0,5
Облегченный цементный раствор	1500	Портландцемент ПЦТ- III - Об 5 – 100 Вода «Крепь-1»	100 65 0,5
Цементный раствор нормальной плотности	1910	Портландцемент ПЦТ - I - G - СС1 Вода Суперпластификатор С-3 Сульфател «Крепь-1» ТБФ	100 44 0,45 0,5 0,4 0,05
Продавочная жидкость	1100	Солевой раствор	100

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

При цементировании эксплуатационной колонны используются следующие типы тампонажных материалов:

- облегченный цементный раствор из ПЦТ- III - Об 5 – 100 – раствор.
- цементный раствор из ПЦТ - I - G - СС1 – раствор, приготовленный на основе портландцемента тампонажного бездабавочного для умеренных температур.

Химические реагенты для обработки тампонажных растворов:

«Крепль-1» - стабилизатор;

Сульфацил – понизитель водоотдачи;

Суперпластификатор С-3 - пластификатор

ТБФ (трибутилофосфат) – пеногаситель

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (m^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{ТР} = \pi [(D_{СКВ}^2 k - D_{ОК}^2) (L - H_K) + (d_{КОН}^2 - D_{ОК}^2) H_{ЦК} + d_{НОК}^2 h_{СТ}] / 4, \quad (2.15)$$

$$V_{ТР} = 64m^3$$

Так как применяется два вида тампонажных раствора, то необходимо определить объем каждой смеси.

$$V_{НТР} = \pi [(D_{СКВ}^2 k - D_{ОК}^2) (L - H_{ГР}) + d_{НОК}^2 h_{СТ}] / 4. \quad (2.16)$$

$$V_{ОТР} = \pi [(D_{СКВ}^2 k - D_{ОК}^2) (H_{ГР} - H_K) + (d_{КОН}^2 - D_{ОК}^2) H_{ЦК}] / 4, \quad (2.17)$$

$$V_{НТР} = 10,47 m^3$$

$$V_{ОТР} = 53,43m^3$$

По значениям $\rho_{ТР}$ и выбранного водотвёрдого отношения m

предварительно определяем среднюю плотность твердой фазы ρ_T для облегченного тампонажного раствора и тампонажного раствора нормальной плотности:

$$\rho_T = \rho_{TP} / [1 - m (\rho_{TP} / \rho_{Ж} - 1)]$$

$$\rho_{T\text{ НТР}} = 3,19 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{T\text{ ОТР}} = 2,22 \text{ г/см}^3$$

Масса тампонажного материала G (в тоннах), необходимая для приготовления 1 м^3 раствора:

$$G = \rho_T (\rho_{TP} - \rho_{Ж}) / (\rho_T - \rho_{Ж}). \quad (2.18)$$

$$G_{\text{НТР}} = 1,33 \text{ т/м}^3.$$

$$G_{\text{ОТР}} = 0,91 \text{ т/м}^3.$$

Необходимый объем тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны определили по формуле.

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора:

$$G_{\text{СУХ}} = K_{Ц} G V_{TP}, \quad (2.19)$$

$$G_{\text{СУХ НТР}} = 14,34 \text{ т.}$$

$$G_{\text{СУХ ОТР}} = 50,03 \text{ т.}$$

Расход сухого тампонажного материала на 1 м^3 воды затворения

$$G_1 = \rho_T m. \quad (2.20)$$

$$G_{1\text{ НТР}} = 1,4 \text{ т/м}^3.$$

$$G_{1\text{ ОТР}} = 1,44 \text{ т/м}^3.$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3)

$$V_B = K_B G_{\text{СУХ}} / G_1, \quad (2.21)$$

$$V_{B\text{ НТР}} = 11 \text{ м}^3.$$

$$V_{B\text{ ОТР}} = 37,41 \text{ м}^3.$$

Количество химических реагентов необходимое для обработки 1 м^3 воды затворения, определяется по формуле:

$$Q_{XP} = 10 G_1 a, \quad (2.22)$$

$$Q_{XP \text{ НТР}} = 19,62 \text{ кг/м}^3.$$

$$Q_{XP \text{ ОТР}} = 7,22 \text{ кг/м}^3.$$

Общее количество химических реагентов для обработки всего объема воды затворения:

$$G_{XP} = Q_{XP} V_B \quad (2.23)$$

$$G_{XP \text{ НТР}} = 215,82 \text{ кг.}$$

$$G_{XP \text{ ОТР}} = 270,18 \text{ кг.}$$

Объем буферной жидкости для эффективной очистки затрубного пространства определяется как произведение:

$$V_{БЖ} = S_K v_{ВП} t, \quad (2.24)$$

где $S_K = \pi (D_{СКВ}^2 k - D_{ОК}^2) / 4$ – площадь затрубного пространства, м^2 ;

$$S_K = 0,029 \text{ м}^2.$$

$$V_{БЖ} = 4,87 \text{ м}^3.$$

Исходя из условия недопущения ГНВП:

$$V_{БЖ} = (0,5 \cdot \Delta P \cdot S_K) / (\cos \alpha \cdot (\rho_{БР} - \rho_{БЖ}) \cdot g), \quad (2.25)$$

$$V_{БЖ} = 16,8 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{ПР}$ (м^3) выполняем по формуле:

$$V_{ПР} = k_{ПР} \pi [(d_{ОК}^2 L - d_{НОК}^2 h_{СТ}) / 4], \quad (2.26)$$

$$V_{ПР} = 53,09 \text{ м}^3.$$

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Выбираем тип цементировочный агрегат ЦА-320М с диаметром втулки 127 мм со следующими характеристиками, приведенными в табл. 2.21.

Таблица 2.17 – Характеристики цементировочного агрегата ЦА-320М [7]

Скорость агрегата	Подача, л/с	Давление, МПа
II	4,9	18,5
III	8,7	10,7
IV	13,3	7,0
V	20,0	4,7

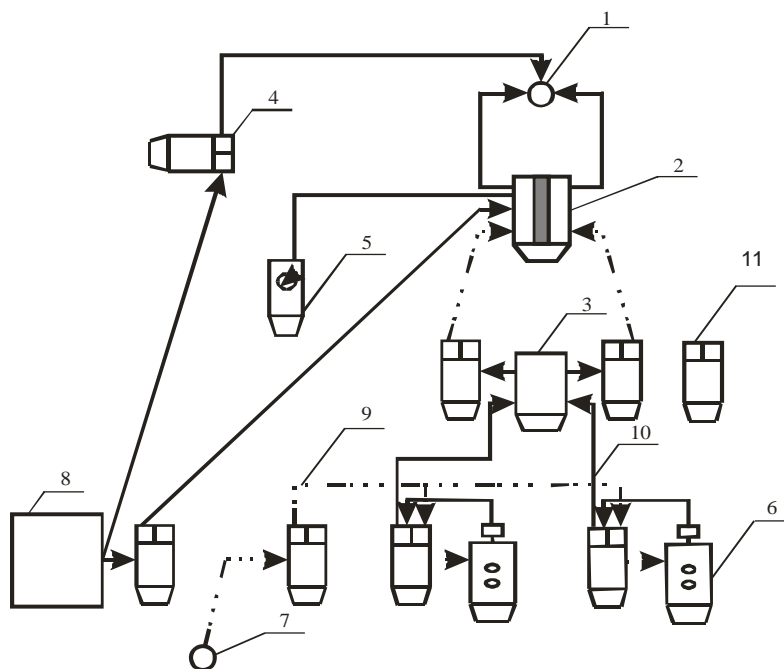


Рис. 2.13 Схема расстановки оборудования при цементировании скважины: 1 - цементировочная головка; 2 - блок манифольда ИБМ-700; 3 - установка осреднительная УО-20; 4 - цементировочный агрегат ЦА-320М; 5 - станция контроля цементирования СКУЩ-К; 6 - установка смешательная УС6-30; 7 - водная скважина; 8 - емкость с продажной жидкостью; 9 - линия высокого давления; 10 - водная линия; 11 - резервный агрегат

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

Расчёт режимов закачки растворов начинаем с построения графика изменения давлений на цементировочной головке в зависимости от суммарного объёма закаченных растворов.

График изменения давления на цементировочной головке в процессе цементирования представлен на рисунке 2.14, из этого рисунка определяем

количество раствора, которое мы можем закачать на данной скорости, данные заносим в табл. 2.18.

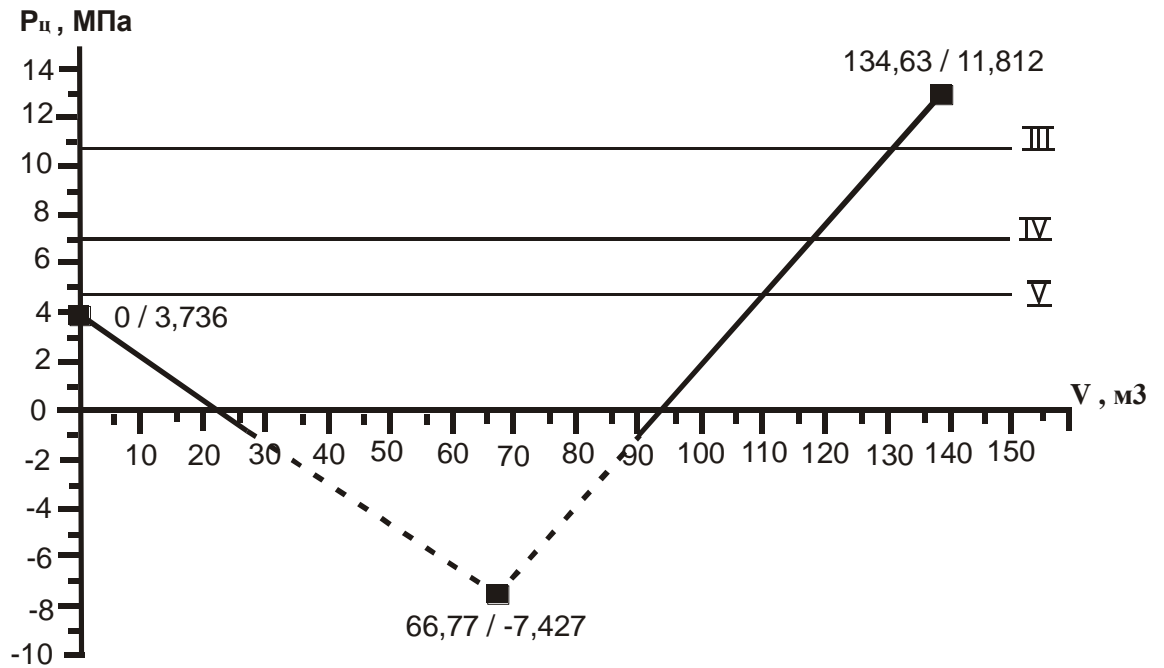


Рисунок 2.14. – Изменение давления на цементирующей головке в процессе цементирования

Таблица 2.18 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора закачиваемый на данной скорости
V	110
IV	7
III	14
II	3,63

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы оснастки обсадных колонн представляют собой комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и последующей нормальной эксплуатации скважин.

Технологическая оснастка обсадных колонн приведена в табл. 2.19.

Таблица 2.19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

№ в порядке спуска в скважину	Наименование,	Шифр, типоразмер	Количество, шт
1	Башмак	БКМ-168-ОТТМ	1
2	Обратный клапан	ЦКОД-168-ОТТМ	1
3	Центратор	ЦЦ-4-168/215	65
4	Пробка продавочная	ПП -168	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Освоение объекта производится с передвижной установки типа «Кремко-100».

При проведении работ по вскрытию пласта устье скважины оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21. После установки на устье, превентор и устье скважины опрессовываются солевым раствором, (оставшимся после цементирования) давлением 95 кгс/см².

В скважину до забоя спускается колонна НКТ. Производится опрессовка эксплуатационной колонны.

После закачивания в скважину перфорационной жидкости производится подъём из скважины колонны НКТ. Плотность жидкостей освоения выбрана из условия создания репрессии на пласт по требованию заказчика не более 3 МПа. Исходя из проектных данных, пластовое давление пласта АС₁₂ 25 МПа.

Зная пластовое и гидростатическое давление, вычисляем репрессию создаваемую на пласт:

$$P_{\text{РЕПР}} = P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{Г}} = 2,25 \text{ МПа.} \quad (2.27)$$

Из формулы $\Delta P_{\text{ГС}} = 0,001 \text{ г L}^1 (\rho_{\text{БР}} - \rho_{\text{СРВЗВ}})$

следует, что условие недопущения превышения репрессии на 3 МПа соблюдается.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов производится перфорацией эксплуатационной колонны. Тип перфоратора корпусной кумулятивный типа ЗПКО-105-АТ. Количество отверстий на один погонный метр 10 штук. Количество одновременно спускаемых зарядов 30, мощность перфорации по стволу 15 м.

После перфорации производится спуск в скважину УЭЦН на НКТ на проектную глубину 2900м (2650м по вертикали), с постоянным доливом солевого раствора в НКТ.

Производится монтаж устьевого оборудования. Так как рабочее давление в скважине не превышает 14 МПа, а диаметр спускаемых НКТ составит 114,0 мм выбираем для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФ1-65х140 (где 65 – диаметр боковых отводов, мм; 140 – рабочее давление, 140 атм.)

Вызов притока осуществляется снижением уровня жидкости в обсадной колонне насосной установкой УЭЦН GN 10000. Схема вызова притока представлена на рисунке 2.15.

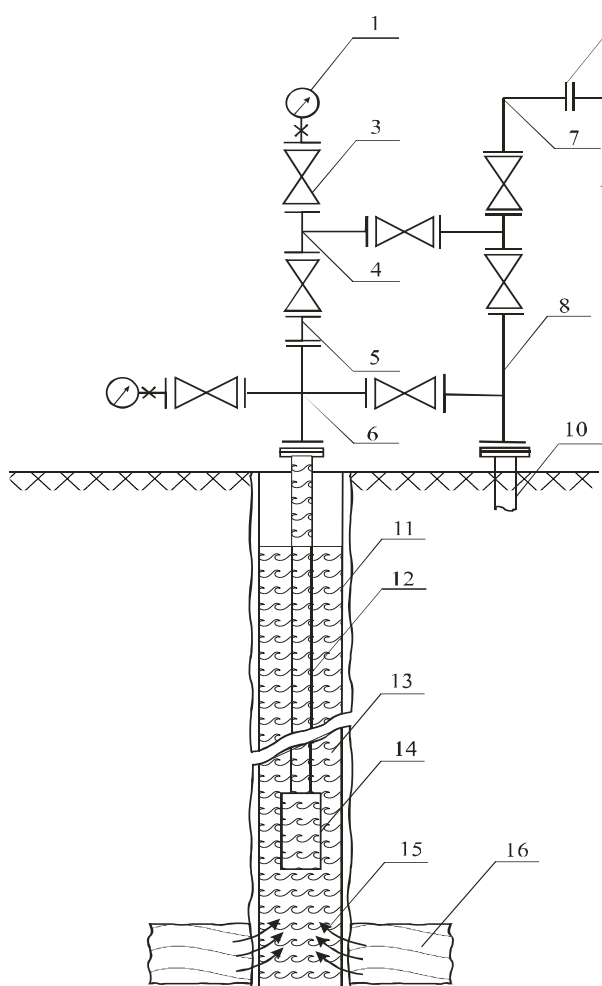


Рисунок 2.15 – Вызов притока методом снижения уровня:

1 – манометр; 2 – заглушка; 3 – запорное устройство; 4 – тройник; 5 – планшайба; 6 - крестовина; 7 – линия сброса солевого раствора; 8 – линия сброса пластового флюида; 9 - емкость для сбора солевого раствора; 10 – нефтесборный коллектор; 11 – колонна обсадных труб; 12 – колонна НКТ; 13 – солевой раствор; 14 – УЭЦН; 15 – приток пластового флюида; 16 – нефтяной пласт

Запуск насоса и вывод скважины на режим эксплуатации производится специалистами заказчика с участием бригады освоения.

Солевые растворы после запуска насоса собираются в ёмкости, пластовые флюиды откачиваются в нефтесборный коллектор.

2.5. Выбор буровой установки

При бурении месторождения большое значение имеет правильность выбора буровой установки, которая для данного района является наиболее экономичной.

При выборе буровой установки необходимо учитывать ряд основных факторов: глубина бурения, допустимая нагрузка на крюке, электрофицированность района работ, цель бурения. Также нужно учесть минимизацию расходов на строительные-монтажные работы.

Учитывая конкретные условия бурения, а именно то, что площадь ведения буровых работ заболочена и бурение ведется с кустовой площадки, район обеспечен электроэнергией и глубина скважин не превышает 3200 м, выбираем буровую установку типа БУ 3200/200 ЭК-БМ. Данная буровая установка состоит из следующих основных блоков: вышечно – лебедочного, блока очистки, блока емкостей, насосного блока, компрессорного и энергоблока. В пределах куста установка перемещается механизмом перемещения по рельсам. Длина направляющих 45 м. После окончания бурения оборудование демонтируется на следующий куст.

Буровая установка должна соответствовать ГОСТ 16293-82, при этом также должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (2.28)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (2.29)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (2.30)$$

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

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

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

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

Максимальный вес бурильной колонны составляет:

$$Q_{БК} = 52572,7 \text{ кг} = 52,57 \text{ тс.}$$

Максимальный вес обсадной колонны составляет:

$$Q_{ОБ} = 1305,07 \text{ кН} = 130,51 \text{ тс.}$$

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k \cdot Q_{\max} \text{ тс,} \quad (2.31)$$

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

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

$$Q_{пр} = 1,3 \cdot 130,51 = 169,663 \text{ тс.}$$

По условию:

$$200/52,57=3,8 >0,6.$$

По условию:

$$200/130,51=1,5 >0,9.$$

По условию:

$$200/169,6=1,2 >1.$$

Из вышеприведенных расчетов видно, что все условия выполняются, следовательно, буровая установка для бурения проектируемой скважины выбрана верно.

Техническая характеристика БУ 3200/200 ЭК-БМ представлена в табл. 2.20.

Таблица 2.20 - Техническая характеристика БУ 3200/200 ЭК-БМ

№ п/п	Наименование параметров	Значения параметров
1.	Условная глубина бурения, м	3200
2.	Допустимая нагрузка на крюке, кН (тс)	2000 (200)
3.	Оснастка талевого системы	4 × 5
4.	Ротор	Р-560
5.	Высота основания (отметка пола буровой), м	8,5
6.	Клиновой захват	ПКР-560
7.	Тип бурового насоса	УНБ-600
8.	Буровой вертлюг	УВ-250 МА1
9.	Компрессор	АВШ6/10
10.	Талевый блок	УТБК-5×200
11.	Буровая лебедка	ЛБ-750
12.	Объем емкости для долива бурового раствора, м ³	12
13.	Полезный объем емкостей бурового раствора, м ³	120

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Бентонитовая гильза для обсадных колонн

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

1 Структура и организационные формы работы предприятия

Нефтегазодобывающая компания ЗАО «ТЭК ССК» - одно из стабильных предприятий нефтяной отрасли России. На протяжении многих лет предприятие является одним из лидеров отрасли по разведочному, эксплуатационному бурению. Структурные подразделения предприятия осуществляют весь комплекс работ по разведке и разработке месторождений, по строительству производственных объектов, по обеспечению экологической безопасности производства и по автоматизации производственных процессов. Самым главным организационным звеном предприятия является аппарат управления. От работы этого аппарата зависят организация всех работ на предприятии, зависит слаженность действий цехов и различность подчиняющихся ему служб, а значит качество и скорость выполняемых работ.

2. Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Составление нормативной карты производится на основании методических указаний.

3. Расчет нормативного времени на механическое бурение

Расчет нормативного времени на механическое бурение N , ч, проводится путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени бурения 1 м, т.е.:

$$T_m = T_M^{1M} \cdot H, \quad (2.32)$$

где T_m – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала, ч/м;

T_M^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), ч;

H – количество метров в интервале, м.

При бурении под кондуктор: $N = 763 \cdot 0,020 = 15,26$ ч. Расчеты для эксплуатационной колонны выполняются аналогично. Нормативное количество долот n , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (2.32)$$

где n – нормативное количество долблений;

H – количество метров в интервале, м;

H_d – проходка на долото (из местных норм), м.

При бурении под кондуктор: $n = 150 / 763 = 0,196$ шт. Расчеты эксплуатационной колонны выполняются аналогично.

4. Составление нормативной карты

Нормативная карта представлена в таблице 2.21.

Таблица 2.21 нормативная карта на бурение скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, час
		от	до	Проходка на долот, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3	0	783	5000	0,16	763	0,196	15,26	20	35,26
Промывка (ЕНВ)										1,5
Наращивание (ЕНВ)										2,86
Смена долота (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,29
Крепление										35,83
ПГИ (ЕНВ)										10,30
Итого:										87,31
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,14
Смена вахт (ЕНВ)										0,5
Итого:										92,95

Продолжение таблицы 2.21


Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7	783	2900	5000	0,1	2145	0,46	42,9	27,3	70,2
Промывка (регламент/ЕНВ)										3,02
Наращивание (ЕНВ)										10,15
Смена долота (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										3,35
Крепление										59,54
ПГИ (ЕНВ)										28,80
Итого:										175,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										17,36
Смена вахт (ЕНВ)										2,15
Геофизическое исследование										17,51
Итого										336,72

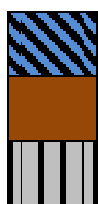
5. Разработка календарного план – графика строительства скважины

Составляя линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и построить все скважины за запланированное время. Остальные бригады не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Таблица 2.22 – Продолжительность бурения и монтажа

Вид работ	Недели				
	1	2	3	4	5
Монтаж					
Бурение					
Демонтаж					



- монтаж буровой установки (2,89 суток)

- бурение скважины (14,03 суток)

- демонтаж (3,01 суток)

6. Общий расчет сметной стоимости геологического задания

Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года

представлен в таблице 2.23.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	Кол-во	сумма
1	2	3	4	5	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	6	774,9	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	1,65	228,01	7.0	967,33
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	68,4		
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	6	69,6	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	1,65	23,76	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,13	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	1,65	417,2	6	1517,16
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	1,65	2173	6	7902

Продолжение таблицы 2.23.

Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	1,65	370,59	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	1,65	152,9	-	-
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	2,8	24,9	-	-
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	2,8	21,12	5	37,7
Плата за подключенную мощность.	кВт/ сут	149,48	-	-	2,8	418,6	7	1046, 36
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/ сут	107,93	12	1295,1 6	2,8	302,2	4.7	507,4 59
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	-	-	-	-
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				14275,51		4207,41	1197 8,00 9	
Всего по сметному расчету, руб						30460,929		

Для перевода 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 ХМАО этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2. $30460,929 \cdot 204,2 = 6220121,7$ руб.

Общий расчет сметной стоимости геологического задания представлен в таблице 2.24.

Таблица 2.24

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма расходов на единицу объема	основный Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количеств		
	Буровые работы				6220121,7
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	264628.80
	2. буровые растворы	м	2900	45500	4550000
	4. работы по креплению	ч	94,97	32450	3081776,5
	5. испытание и вызов притока	сут	17,51	33450	5857095
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: $\Sigma 1$				34542578.2
	3. организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	1686578
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	2108222
	Итого полевых расходов: $\Sigma 2$				14434296.7
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	2886859.3
1	2. Строительство зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	1876458.6

Продолжение таблицы 2.24

	Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$				19197614,5
2	Накладные расходы	%	14	от $\Sigma 2$	2687666
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma 2$	5759284,3
Компенсируемые затраты					
	А. производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	112438,5
	Б. полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	433028,9
	В. доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	1154843,7
4	Г. охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	721714,8
5	Резерв	%	10	от $\Sigma 3$	1919761,4
ИТОГО себестоимость проекта					31986352,1
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					39743895,4

2.2.8. Социальная ответственность.

Социальная ответственность инженера-технолога при бурении скважины на нефть и газ.

Характеристика объекта исследования

Объект исследования: Буровая установка для бурения нефтяной скважины глубиной 2900 метров.

Рабочее место инженера-технолога по бурению располагается непосредственно на кустовой площадке. В районе рабочей зоны, располагается оборудование для удаленного контроля и мониторинга за процессами бурения. Оборудование работает круглый год без перерывов, исключая время на проведение ремонта.

1. Производственная ответственность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

1. Анализ вредных производственных факторов

(мероприятия по устранению)

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха.

Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 2.25

Таблица 2.25 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 ⁰	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	13
Кронблок	Над кронблоком	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м На высоте не менее 3 м	30
Насосное помещение:		50
- пусковые ящики		25
- буровые насосы	На высоте не менее 3 м	26
Глиномешалки	Под полом буровой	26
Превентор	На высоте не менее 3 м	10
Площадка ГСМ и инструмента		
Желобная система	На высоте не менее 3 м	10

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования».

Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению)

Вопросам охраны труда в конституции Российской Федерации отводится особое место. В ней говорится, что Российское государство заботится об улучшении условий и охране труда, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов во всех отраслях народного хозяйства.

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности:

- Механические травмы;
- Поражение электрическим током;
- Взрывы;
- Пожары;
- Ожоги.

Также возможно появление следующих вредностей:

- Климатические условия;
- Шум;
- Вибрация;
- Освещение;
- Запыленность и загазованность.

Опасность механических травм при производстве буровых работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спускоподъемных работ, при производстве работ на высоте, при падении с высоты различных предметов, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов, не оборудованных кожухами и ограждениями (ротор, буровые насосы, лебедка, ключи АКБ, ПКБ), при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при монтаже и демонтаже буровой установки, при захламленности пола и т.д.

Пожаровзрывоопасность.

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

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

3. Экологическая безопасность

(анализ воздействие и мероприятие)

Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатном, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);

- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автомобильный транспорт, строительная техника;

- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;

- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР.), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- горюче-смазочные материалы (ГСМ);

- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);

- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;

- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

- загрязненные ливневые сточные воды;

- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими:

автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементируемый агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

Продолжительность работы ЦА-320М при отверждении бурового шлама.

Обезвреживание отработанного бурового раствора производится методом отверждения с последующим захоронением в шламовых амбарах. Жидкая фаза отработанных буровых растворов осветляется методом реагентной коагуляции.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;

- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;

- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;

- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;

- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений,

- порядок оформления технической документации;

- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;

- проектирование и планирование буровых работ;

- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;

- основы экономики и организации производства, труда и управления;

- основы трудового законодательства;

- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными результатами общей и геологической части являются приведенные в ней данные о районе работ, где планируется строительство скважины, данные о геологическом строении и геологических условиях бурения, а также сведения о нефтегазоводности месторождения. Во второй технологической части проекта, была проведена работа по проектированию наклонно – направленной скважины, с выполнением инженерно – технических расчетов по каждому этапу строительства скважины. Был спроектирован процесс заканчивания скважины, выбрана конструкция эксплуатационного забоя, технология первичного вскрытия пласта, конструкция скважины, технологическая оснастка обсадной колонны.

Выполнение проектирования процесса заканчивания скважины осуществлялось в соответствии с нормами, стандартами, инструкциями и правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности действующими на сегодняшний день. Следовательно, данный проект отвечает техническим требованиям, предъявляемым к проектной документации такого рода.

Были разработаны вопросы о безопасности жизнедеятельности, даны конкретные рекомендации по безопасности в рабочей зоне, экологии, рассчитаны заземление и молниеотвод.

В экономической части представлена структура предприятия КФ ЗАО «ССК», расчет нормативного времени и сметный расчет на строительство скважины на Западно - Моисеевском месторождении.

В специальной части подробно рассмотрено применение Бентонитовых гильз для обсадных колонн.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- М: Недра, 1996.
- 2) Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 1999
- 3) Рязанов В.И., Дмитриев А.Ю., Пьявко М.П. Бурение горизонтальных скважин: Учебно-методическое пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2002
- 4) Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов.- М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000
- 5) Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов.- М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
- 6) Иогансен К.В. Спутник буровика.- М: «Недра», 1990.
- 7) Борисов К.И., Рязанов В.И. Расчет колонн бурильных труб: Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2002
- 8) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: М: НПО ОБТ, 2001.
- 9) Масленников И.К. Буровой инструмент: Справочник. - М.: Недра, 1989.
- 10) Лукьянов В.Т., Вевода Р.Б. Заканчивание скважин:- М: «Недра», 1987.-205
- 11) Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн:- Томск: Изд. ТПУ, 1997
- 12) Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.- М: ВНИИТнефть, 1997