

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

Институт- Институт природных ресурсов

Направление- Нефтегазовое дело

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3086 МЕТРОВ НА МАЙСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК – 622.323:622.243.23(24:181m3086)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Атаманенко Александр Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск - 2017 г.

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	

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	
Общая и геологическая часть	Ковалев Артем Владимирович	
Технологическая часть	Ковалев Артем Владимирович	
Финансовый менеджмент	Вазим Андрей Александрович	
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой	Ковалев Артем Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Атаманенко Александр Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Атаманенко Александр Игоревич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

1. Данные по строительству скважин на Майском месторождении	Расчет технико-экономических показателей
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины	Расчет продолжительности строительства
2. Сметная стоимость сооружения скважины	Составление графика работ
	Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Атаманенко Александр Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Атаманенко Александр Игоревич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Скважины на Майском нефтяном месторождении. (Томская область)</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
5 .Социальная ответственность 5.1 Анализ вредных производственных факторов <i>(мероприятия по устранению)при бурении скважины на Майском нефтяном месторождении</i> <i>Анализ опасных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Соимлорском нефтяном месторождении</i>	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород) - Повышенные уровни шума и вибрации -Недостаточная освещенность рабочей зоны - Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. - Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования - Поражение электрическим током -Механические травмы -Пожаро-взрывоопасность
5.2 Экологическая безопасность	- Рекомендации по снижению отрицательного воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу -Рекультивация земель

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях Противопожарная безопасность	– 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 расчет контура заземления – расчет молниезащиты
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Нормы: МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое" ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"
Перечень графического материала:	
Расчетные задания	– расчет контура заземления – расчет молниезащиты

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Атаманенко Александр Игоревич		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: 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	
	Результаты проведенного исследования	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст.преподаватель	Епихин А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение скважин	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

В дипломном проекте рассмотрена тема «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3086 метров на Майском нефтяном месторождении в Томской области».

Рассмотрены геологическая характеристика района бурения, экономическая составляющая выбранных районов, дана оценена газонефтеводности месторождения, показаны зоны возможных осложнений.

В технической части дипломного проекта приведены расчеты и обоснование конструкции скважины и забоя.

Исходя из опыта ранее пробуренных на территории данного месторождения скважин, а также применяя геологические и технологические условий бурения данного месторождения, выбран способ бурения.

Так же произведен расчёт и обоснование выбора породоразрушающего инструмента с учетом осевой нагрузки на долото.

При проектировании этапов заканчивания скважины выполнено проектирование обсадной колонны, так же выполнен расчет цементирования скважины, количества обсадных колонн, для проведения качественной заливки выполнен расчет необходимого количества тампонажных материалов, объём буферной и продавочной жидкостей, а так же рассчитано необходимое количество тампонажной техники для создания рассчитанного давления и получения сигнала СТОП..

Далее в работе выбрана технологическая оснастка, тип и мощность буровой установки.

В специальной части проведены сравнения и указаны преимущества технологии бурения с управляемым давлением по отношению к традиционным технологиям бурения.

В работе указана и рассчитана экономическая целесообразность проведенных работ, а так же пути сокращения финансовых затрат на строительство данной скважины и приведены правила и

мероприятия по безопасности жизнедеятельности и социальной ответственности.

Работа включает в себя 87 страниц: введение, 5 глав, заключение и списка литературы, 19 рисунков и 46 таблиц.

В работе так же использованы графические материалы: геолого-технический наряд и компоновки низа бурильной колонны.

Определения, сокращения, нормативные ссылки, определения

Газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования.

- СПО – спуско-подъемные операции;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
9. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
10. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
11. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
12. Технический регламент No 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.12г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	14
1 Общая и геологическая часть	15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ	15
1.2 Геологические условия бурения.....	17
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади). 22	
1.4 Зоны возможных осложнений	23
1.5 Исследовательские работы	24
2 Технологическая часть	25
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	25
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	27
2.2.1 Обоснование конструкции скважины	27
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	28
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	30
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	30
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	30
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	31
2.3 Углубление скважины	32
2.3.1 Выбор способа бурения.....	32
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	33
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	34
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	35
2.3.6 Выбор компоновки и расчета бурильной колонны	36
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ...	40
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки	42
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборке керна	44
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	44
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	42
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давления	45

2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давления.....	48
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	51
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины	52
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	52
2.4.2.2	Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	52
2.4.2.3	Гидравлический расчет цементирования скважины	53
2.4.2.3.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	53
2.4.2.3.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	54
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	55
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	55
2.5	Выбор буровой установки.....	55
3	Специальная часть.....	57
	Эффективность бурения с управляемым давлением.....	57
3.1	Роторный устьевой герметизатор	59
3.2	Система управления Microflux	63
3.3	Забойный клапан	63
3.4	Обратный клапан	65
3.5	Сепарационное оборудование	66
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
4.1	Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины.....	67
4.2	Численный и квалификационный состав буровой бригады.....	71
4.3	Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	72
4.4	Финансовый план.....	74
5	Социальная ответственность	73
5.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	74
3.2	Экологическая безопасность	84
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ..	87

Заклчение 89

Список используемых источников.....90

Оптический диск с электронной версией ВКР

ВВЕДЕНИЕ

В наше время наклонно – направленное бурение, стало гораздо чаще применяться при бурении на нефть и газ, как на суше, так и на море. В основном применяется кустовое бурение наклонно – направленных скважин.

В связи с увеличением глубин при бурении скважин, возникают отклонения от проектного направления. Забой скважин может быть смещен относительно проектного положения на десятки или даже на сотни метров. Часто встречаются случаи когда интенсивность зенитного и азимутального искривления не совпадают с проектными. Данные проблемы приводят к предъявлению штрафных санкций от предприятия заказчика. Так же искривление скважин может привести к различным авариям.

Для того, чтобы не возникало негативных последствий искривления скважин, нужно знать причины искривления и использовать эти знания для строительства скважин в необходимом направлении.

Самым важным вопросом при строительстве скважин является правильный выбор компоновки низа бурильной колонны. Потому что от правильного выбора компоновки низа бурильной колонны зависит точность строительства скважины по заданному профилю, а это сильно снижает как финансовые затраты так и затраченное время на строительство скважины.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Майское нефтяное месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-1,5 +39 -54
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,5м
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	192
Азимут преобладающего направления ветра, градус	45
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 30
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Томск (425 км) Парабель (53 км) Колпашево (147 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

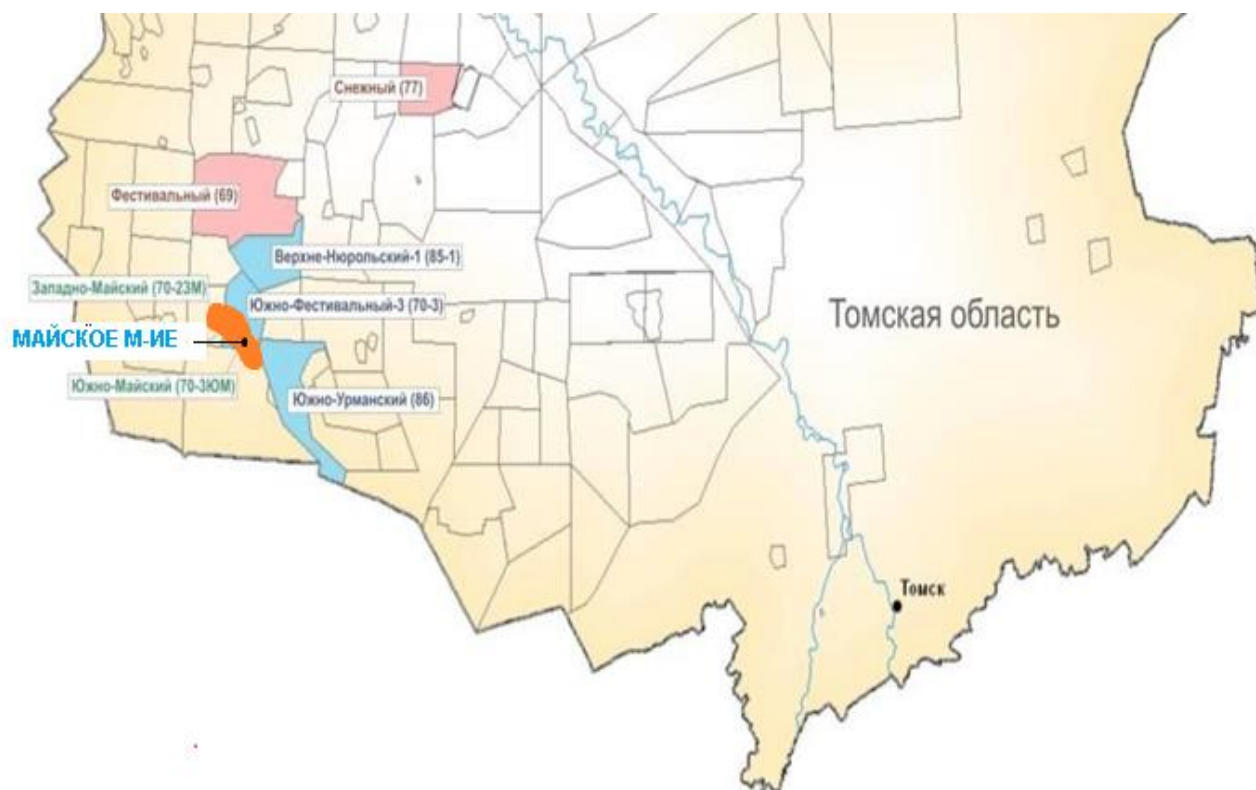


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности интервала (средневзвешенная величина)
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин	
					.	
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,4
30	135	Некрасовская свита	P ₃	-	-	1,4
135	180	Чеганская свита	P ₃ – P ₂	-	-	1,4
180	330	Люлинворская свита	P ₂	-	-	1,4
330	385	Талицкая свита	P ₁	-	-	1,4
385	535	Ганькинская свита	K ₂	-	-	1,4
535	580	Славгородская свита	K ₂	-	-	1,4
580	690	Ипатовская свита	K ₂	-	-	1,4
690	710	Кузнецовская свита	K ₂	-	-	1,4
710	1580	Покурская свита	K ₂ – K ₁	0 - 1	-	1,4
1580	2220	Киялинская свита	K ₁	0 - 1	-	1,3
2220	2295	Тарская свита	K ₁	0 - 2	-	1,1
2295	2618	Куломзинская свита	K ₁	0 - 2	-	1,1
2618	2648	Баженовская свита	J ₃	0 - 2	-	1,1
2648	2653	Георгиевская свита	J ₃	0 - 2	-	1,1
2653	2726	Васюганская свита	J ₃	0 - 2	-	1,1
2726	3070	Тюменская свита	J ₁₋₂	0 - 3	-	1,1
3070	3086	Палеозой	Pz	45-70	-	1,2

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От верх)	До (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
P3	30	135	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
P3 – P2	135	180	З/серые алевроитистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
P2	180	330	Глины диатомовые серые, з/серые.
P1	330	385	Глины темно-серые, алевроитистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
K2	385	535	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
K2	535	580	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
K2	580	690	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
K2	690	710	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глинистыми породами представлена верхняя часть свиты, нижняя - опесчанена.
K1	710	1580	Песчаники серые, светло-серые, среднезернистые, с прослоями аргиллитов и алевролитов серых с зеленоватым оттенком.
K1	1580	2220	Мощная толща глинистых пород, прослой и пласты песчаных пород. алевроитистыми, с частыми включениями тонкого углисто-слюдистого материала
K1	2220	2295	Баженовская свита сложена битуминозными аргиллитами темно-серыми до черных с коричневатым оттенком, черными с массивной текстурой.
K1	2295	2730	Аргиллиты темно-серые до черного, плотные, грубоплитчатые с примесью песчано-алевритового материала и глауконита
J3	2730	3070	Аргиллиты темно-серые до бурых, слюдистые, с примесью углистого детрита. Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.
J ₁₋₂	3070	3086	Аргиллиты, известняки, песчаники, алевролиты

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиг- рафического подразделения	Интервал, м		Краткое назва-ние горной породы	Плот- ность, г/см ³	Пор- ист- ость, %	Прон- ицаем- ость, мдарс и	Глинист- ость, %	Карбон- атность , %	Преде- л текуч- ести, кгс/м ²	Твердо- сть, кгс/мм ²	Абраз- ивнос- ть	Категор- ия породы по промыс- ловой классиф- икации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	Суглинки, глины	2,0 2,0	35 20	0 0	90 95	0	20	1	4	мягкие
P ₁	30	135	глины, пески	2.3 2.4	20 18	0 10	75 0-20	0 0	20 25	1 1	4 6	мягкие средние
K ₂	730	1480	песчаники, алевролиты	2.5 2.4	18 18	500 0	75 0-20	0 2	20 25	1 1	8 6	средние средние
K ₂	1480	2060	глины, алевролиты, песчаники	2.4 2.5 2.6	20 18 20	0 0 500	75 0-20 20	0 0 0	20 25 20	2 1 1	4 6 10	средняя средняя средняя

Продолжение таблицы 5

K ₂	2060	2200	песчаники, алевролиты, аргилиты	2.2 2.69 2.7	22 20 16	1000 10 0	50 30 95	0 3 3	20 20 20	2 2 2	10 6 4	средняя средняя средняя
K ₁	2200	2385	песчаники, аргилиты, алевролиты, глины	2.6 2.7 2.7 2.4	22 15 20 22	10-20 0 0-10 0	5 80 15 90	1.2 2.1 2.3 0	25 25 35 25	1 3 2 8	10 4 6 4	средняя средняя средняя средняя
K ₁	2385	2415	аргилиты	2.67	0	0	80	1.2	45	1	4	твёрдые
K ₁	2415	2425	аргилиты, алевролиты	2.7 2.7	15 15	0 0	80 80	1.2 1.2	45 45	1 1	4 6	твёрдые твёрдые
J ₃	2425	2726	песчаники, алевролиты, аргилиты	2.6 2.7 2.7	15 10 15	10-20 0-10 0	20 25 100	0-5 0-5 0-5	70 120 70	3 1 2	10 6 4	твёрдые твёрдые твёрдые
J ₁₋₂	2726	3086	Аргиллиты, песчаники, алевролиты	2,4 2,2 2,3	15 10 10	0 0-10 0-10	60-80 20-30 30-40	0-3 0-5 0-3	90 120 90	3 2 3	6 10 6	твёрдые твёрдые твёрдые

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Интервал, м		Градиент						Темпера- тура в конце интервала, град. °С	Источни к получен ия
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величин а кгс/см ² на м	источник получени я	величин а кгс/см ² на м	источник получени я	величин а кгс/см ² на м	источник получени я		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P ₃ – P ₁	0	742	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,230	РФЗ	15	РГФ
K ₂	742	2250	0,100	-“-	0,180	-“-	0,230	-“-	31	-“-
K ₂	2250	2625	0,101	-“-	0,170	-“-	0,230	-“-	50	-“-
K ₂	2625	2648	0,101	-“-	0,170	-“-	0,230	-“-	72	-“-
K ₁	2648	2652	0,101	-“-	0,160	-“-	0,230	-“-	75	-“-
K ₁	2652	3070	0,101	-“-	0,160	-“-	0,240	-“-	87	-“-
J ₃	3070	3086	0,102	-“-	0,150	-“-	0,240	-“-	100	-“-

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Газонефтеводоносность по разрезу скважин

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J1-3	2970	3010	Поровый	789	180-200	101,3	—
Водоносность							
Q-P3	0	230	Поровый	1000	-	—	да
K1-2	762	1700		1010	300	—	нет
K1	1700	2625	K1	1011	10-100	—	нет
J1-3	2652	2980	J1-3	1019	10-50	—	нет

1.4 Зоны возможных осложнений

В таблице 8 представлены возможные осложнения по разрезу скважины.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
K ₂	0	135	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
P ₃	135	580	Кавернообразование	Неустойчивость стенок скважины из-за несоблюдения свойств бурового раствора
K ₂	385	535	Осыпи и обвалы стенок скважины	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдение скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины
J1-3	2650	2670	Нефтепроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента
K ₁	1580	2618	Прихватоопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.

1.5 Исследовательские работы

Таблица 9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
2000	3000	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	A2.0M0.5N, ПС, ИК.
1950	2650	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	2200	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Запроектирован трех интервальный профиль скважины с третьим тангенциальным (прямолинейным) интервалом, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке.

Профиль скважины представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля				Трех интервальный							
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				3086	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,18		
Глубина вертикального участка скважины, м				100	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				0,18		
Отход скважины, м				1500	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				0,18		
Длина интервала бурения по пласту, м				40	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				0,18		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град				0,18		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				24		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				24		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100
2	100	130	30	0	25	25	0	24	100	234	134
3	130	3086	2956	25	1534	1509	24	24	240	3477	3243
Итого	Σ		3086	Σ		1534	-	-	Σ		3477

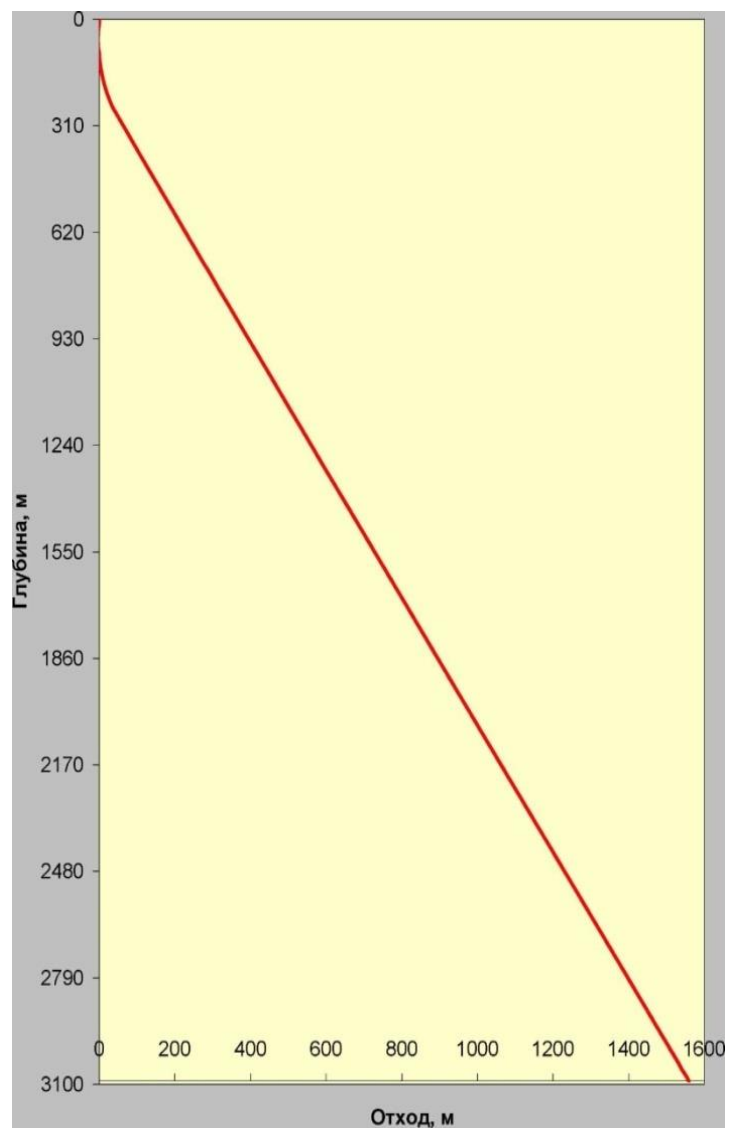


Рисунок 2 – Трехинтервальный профиль

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,001$ мкм²; $k_2 = 0,05$ мкм²; $k_3 = 0,3$ мкм².

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,117$ мкм². Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,1$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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

расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 < 80,2 \text{ МПа.}$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

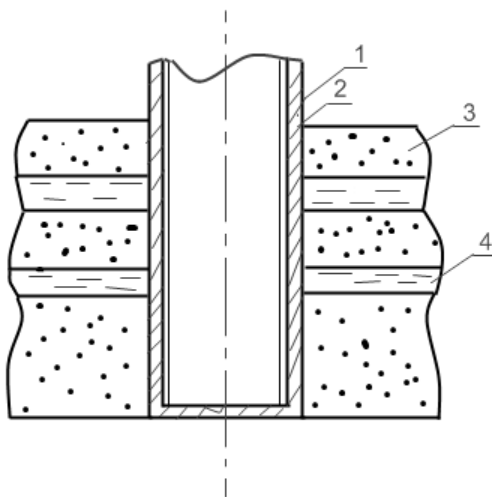


Рисунок 3 – Эксплуатационный забой

1 - обсадная колонна; 2 - цементный камень; 3 - нефтяной пласт;

4 - пропласток

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

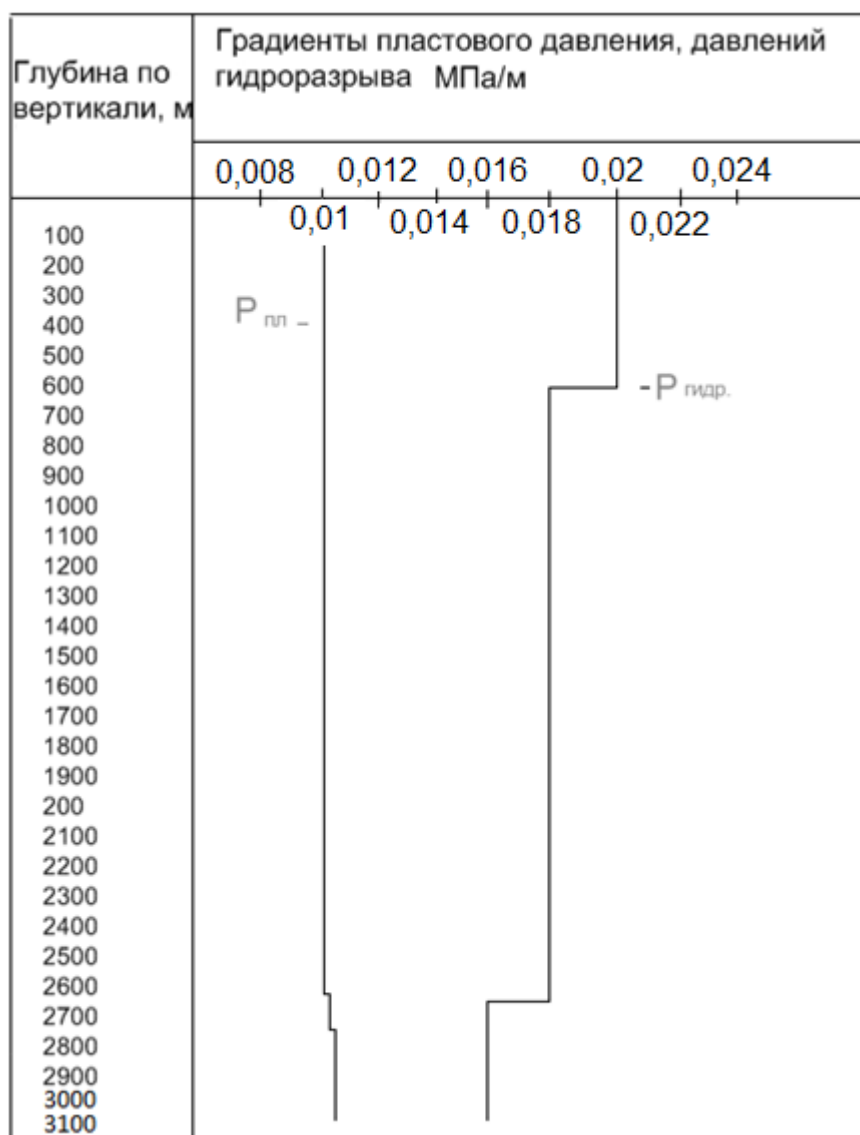


Рисунок 4 – Совмещенный график давлений.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон, несовместимых по условиям бурения, в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 660 м, но выбирается глубина 1104 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3477 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 50 метров

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–30 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 1104 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 954 –3477 м

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (180-200 м³/сут нефти) – 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Название колонны	Диаметр, мм		Интервал (по стволу), м	
	Колонна	Долота	Спуска	Цемент
Направление	323,9	393,7	0-30	0-30
Кондуктор	244,5	295,3	0-1104	0-1104
Эксплуатационная	168,3	215,9	0-3477	960-3477

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 5.

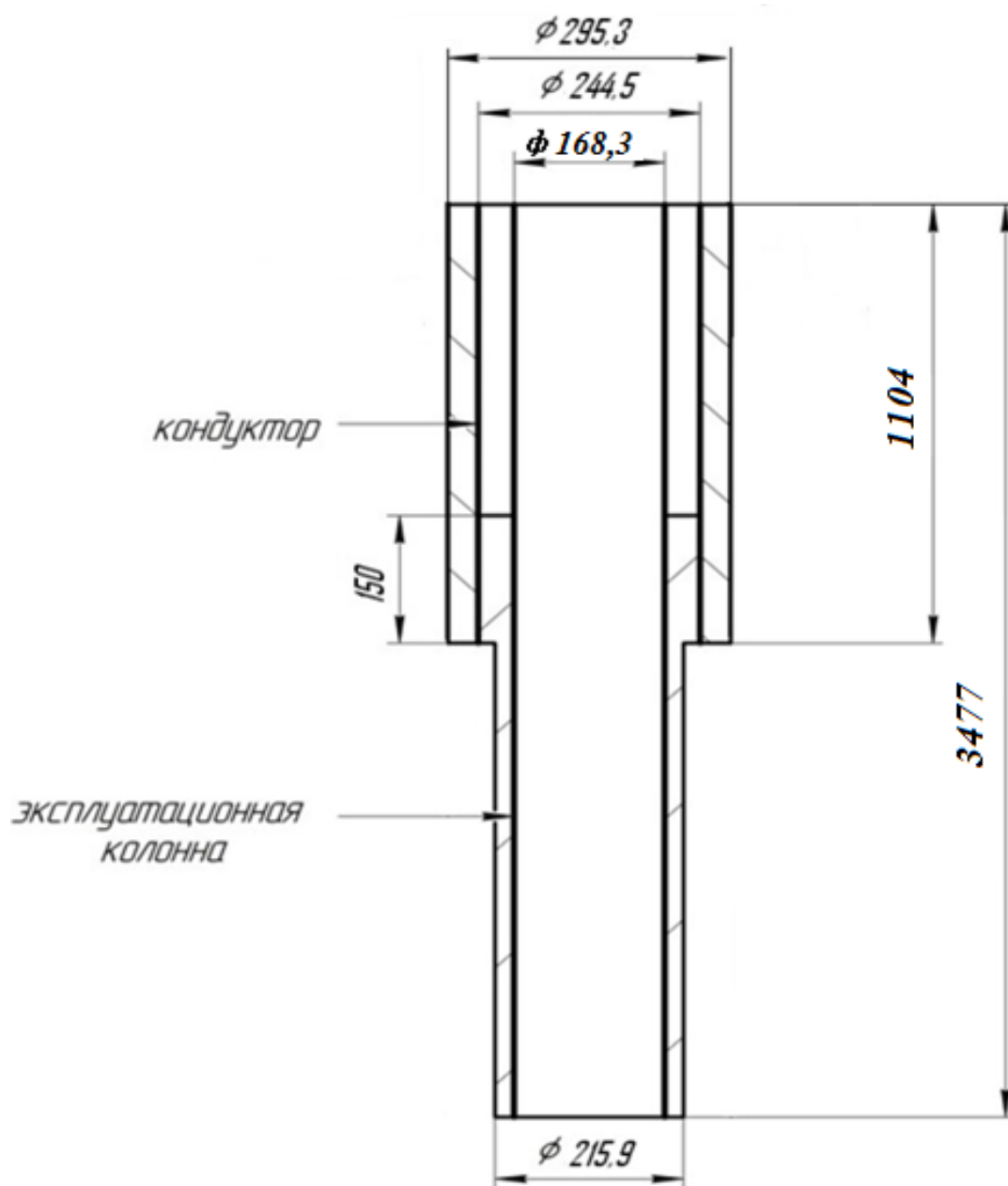


Рисунок 5 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевоего давления составляет 8,5 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 280/80x35 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее

давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКО 21–245х168 ХЛ (обязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 11.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-1104	Кондуктор	С применением ДР1 (винтовой забойный двигатель)
1104-3086	Эксплуатационная колонна	С применением ДР1 (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, за исключение бурения под направление, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 12.

Таблица 13– Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1104	1104-3477
Шифр долота		III 393,7 С-ЦВ	БИТ 2 95,3 ВТ 419 У	БИТ 215,9 ВТ 616 У
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М, МС	С	СЗ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-121	3-117
	API	-	-	-

Длина, м		0,5	0,4	0,3
Масса, кг		163	68	40
G, тс	Рекомендуемая	2.9	4.2	5
	Предельная	8	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	144	65	88
	Предельная	210	180	150

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 6 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 13.

Таблица 14 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-1104	1104-3477
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1250	2300
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
k_T	33	29	29

D _c , мм	14	12	11
q, кН/мм	0,4	0,3	0,4
G _{пред} , кН	440	120	120
Результаты проектирования			
G ₁ , кН	28,9	41,1	43,1
G ₂ , кН	154,9	28,9	25,4
G ₃ , кН	368,7	94,1	78,4
G _{проект} , кН	368	94	78

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1104	1104-3477
Исходные данные				
V _л , м/с		3	1	1
D _д	м	0,3937	0,2959	0,2159
	мм	393,7	295,9	215,9
τ, мс		3,5	4	4,4
z		26	22	20
α		0,8	0,6	0,4
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		669	156	141
n ₂ , об/мин		250	134	120
n ₃ , об/мин		144	65	88
n _{проект} , об/мин		144	65	88

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 30-1104 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДР1-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-195, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1104	1104-3477
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2959	0,2159
	мм		295,9	215,9
G _{ос} , кН			59	86,3
Q, Н*м/кН			1	1
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	236-265	172-194
M _р , Н*м			4379	3823
M _о , Н*м			147,6	107,9
M _{уд} , Н*м/кН			35,4	25,9

В таблице 17 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР1-240	30-1104	240	8,16	2040	30-50	90-150	13	150
ДРУ-195	1104-3477	195	6,8	1150	25-35	90-120	8	120

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 18-19.

В таблице 20 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 18 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м
1	178-71 Д	178	80
2	165-71 Д	165	8
1	ПК 127-9Д	127	250
2	ТБД16Т 147×11	147	3140

Таблица 19 – Расчеты на прочность буровой колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P _н , кгс/мм ²	3,41		Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)		
P _{кр} , кгс/мм ²	3,92		Да	Нет	
P _{кр} / P _н	1,149				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
1	31,22	250	1,1	7,85	6711
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	12136		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)		
K	1,15				
ΔP, кгс	0,3		Да	Нет	
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	38				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
	72,62	134	1,1	7,85	2308
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	21000	594,2	12	162	127
Ψ ⁺ / Ψ ⁻	0,4		Q _р , кгс	34497	
α	28,3		M _{иmax}	1018	
μ	0,28		W, см ³	9357	
R, м	349		[σ], кгс/мм ²	27,14	
Q _к , кгс	12136		σ _з , кгс/мм ²	20,98	
σ _р , кгс/мм ²	10,1				
Выполняется условие σ _з > [σ]			Да	Нет	

Продолжение таблицы 19

Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	31,22	250	1,1	7,85	6711
2	324,8	3140	1,1	7,85	
Σ					
Q' _{тк} , кгс	107000	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		2667,3	
Q _{кнбк} , кгс	12136				
n	1,15				
q _м , кгс/м	16,5				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м			
n	1,8				
F _к , мм ²	12272				
σ_t , кгс/мм ²	38				

Таблица 20 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Длина, м	Назначение
	от	до			
1	0	30	III 393,7 С-ЦВ (ГОСТ 20692-75). УБТ 178-71 Д (ТУ-39-076-74)		Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления

Продолжение таблицы 20

2	30	100	Долото БИТ 295,3ВТ 616 У (ГОСТ 20692-75). Калибратор 5КС 295,3 (ТУ-26-02-963-83). ВЗД ДР1-240 (ГОСТ 26673-85). Клапан обратный КОБ 203×3-171. УБТ 178-71 Д (ТУ-39-076-74) ПК 127-9Д (ГОСТ 27834-95)	80 остальное	Бурение вертикального участка под кондуктр
3	100	234	Долото БИТ 295,3ВТ 616 У (ГОСТ 20692-75). ВЗД ДР1-240 (ГОСТ 26673-85). Клапан обратный КОБ 203×3-171. Инклинометрическая система ГКС-178 (ГОСТ 26116-84). УБТ 178-71 Д (ТУ-39-076-74) УБТ 165-71 Д (ТУ-39-076-74) ПК 127-9Д (ГОСТ 27834-95)	80 8 остальное	Набор зенитного угла при бурении под кондуктор
4	234	1104	Долото БИТ 295,3ВТ 616 У (ГОСТ 20692-75). Калибратор 5КС 295,3 (ТУ-26-02-963-83). ВЗД ДР1-240 (ГОСТ 26673-85). Клапан обратный КОБ 203×3-171. Инклинометрическая система ГКС-178 (ГОСТ 26116-84) УБТ 178-71 Д (ТУ-39-076-74) УБТ 165-71 Д (ТУ-39-076-74) ПК 127-9Д (ГОСТ 27834-95) ТБД16Т 147-11 (ГОСТ 23786-79)	80 8 250 остальное	Стабилизация параметров кривизны при бурении под кондуктор

Продолжение таблицы 20

5	1104	3477	Долото БИТ 215,9 ВТ 616 У (ГОСТ 20692-75). Калибратор 9К 215,9 (ТУ-26-02-963-83). ВЗД ДРУ-195 (ГОСТ 26673-85). Обратный клапан КОБ 178×3-147. Инклинометрическая система ГКС-178 (ГОСТ 26116-84). УБТ 178-71 Д (ТУ-39-076-74) УБТ 165-71 Д (ТУ-39-076-74) ПК 127-9Д (ГОСТ 27834-95) ТБД16Т 147-11 (ГОСТ 23786-79)	80 8 250 остальное	Стабилизация параметров кривизны при бурении под эксплуатационную колонну
---	------	------	--	-----------------------------	---

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 20. В таблице 21 представлен компонентный

состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 21 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	30	1,15	3	30	9,81	221	2000	1,5	0,005	
30	1104	1,15	26,5	1074	9,81	221	2100	1,5	0,005	
1104	3477	1,2	31,4	2373	9,81	100	2100	1,5	0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	30	1,22	10,7	31	23,5	8,35	7-8	1	20	9
30	1104	1,22	10,7	31	23,5	8,35	7-8	1	20	9
1104	3477	1,1	6,4-13	17-38	23,1	8,77	7-8	0,5-1	10	7

Таблица 22 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ, Барит Na ₂ CO ₃

Продолжение таблицы 22

30	1104	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700, Барит
1104	3477	Полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, НТФ, NaOH, POLIPAK-R, ФК-2000 плюс, KCL, Na ₂ CO ₃ , ШЦ-700

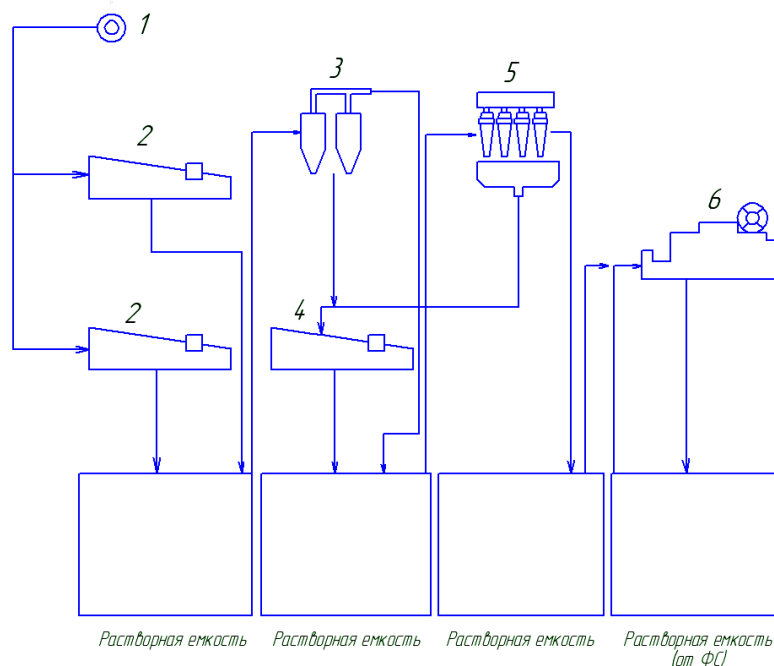


Рисунок 6 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 23, а в таблице 24 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3477	0,2159	1,25	28,82	52,1	2100
Q , м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,017	УНБ-600	0,005	0,018	16	1100
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТ 178-71 Д	0,178	80		0,071	
ТБД16Т 147-11	0,147	3151		0,125	
ПК 127-9 Д	0,127	250		0,109	

Таблица 24 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1467	0,983	0,269	0,4	0,81	0,063
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,61	12,68	146	0,0002	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$ М/Па	$\Delta P_{мк}$ М/Па
ТБД16Т 147-11	21793	3239	135	0,830	0,0023
ПК 127-9 Д	25585	3402	174	0,126	0,00015
УБТ 178-71 Д	16116	3014	80	0,052	-
ВЗД	17302	3959	92	0,005	-

Продолжение таблицы 24

Внутри труб				
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T
ТБД16Т 147-11	21504	10009	-	-
ПК 127-9 Д	18653	11479	-	-
УБТ 178-71 Д	12168	17623	0,033	0,03

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Данным проектом отбор керна не предусматривается

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1000
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр об}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	0,770	глубина скважины, м	3477
высота столба буферной жидкости h_1 , м	886	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	177
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	30	динамический уровень скважины h_0 , м	2414

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

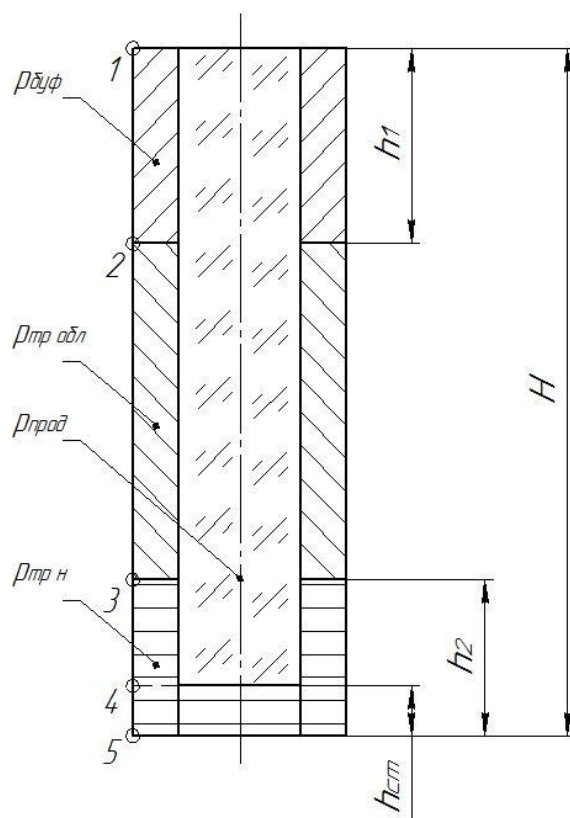


Рисунок — 7 Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 26 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 26 — Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	2044	3056	3086

Наружное избыточное давление, МПа	0	0,5	9,47	10,9	10,9
-----------------------------------	---	-----	------	------	------

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 9$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_z = 14$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

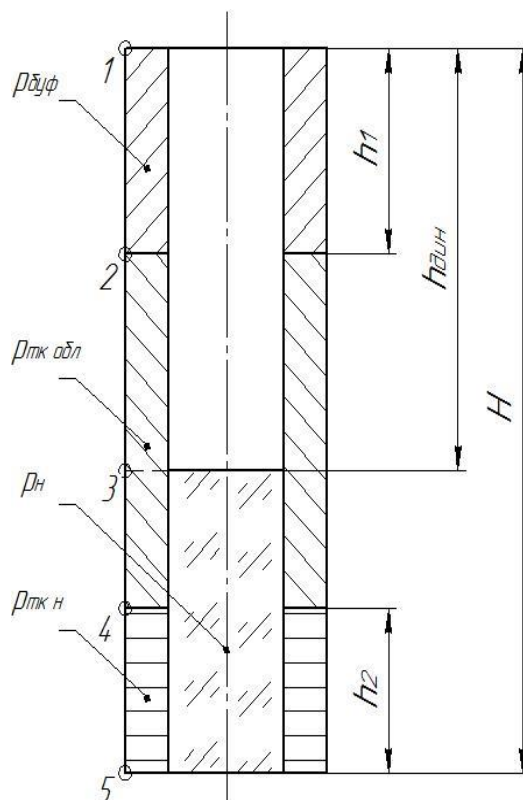


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 27 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 27 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	1100	2044	3086
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,9	12	23,2	27,2

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 9.

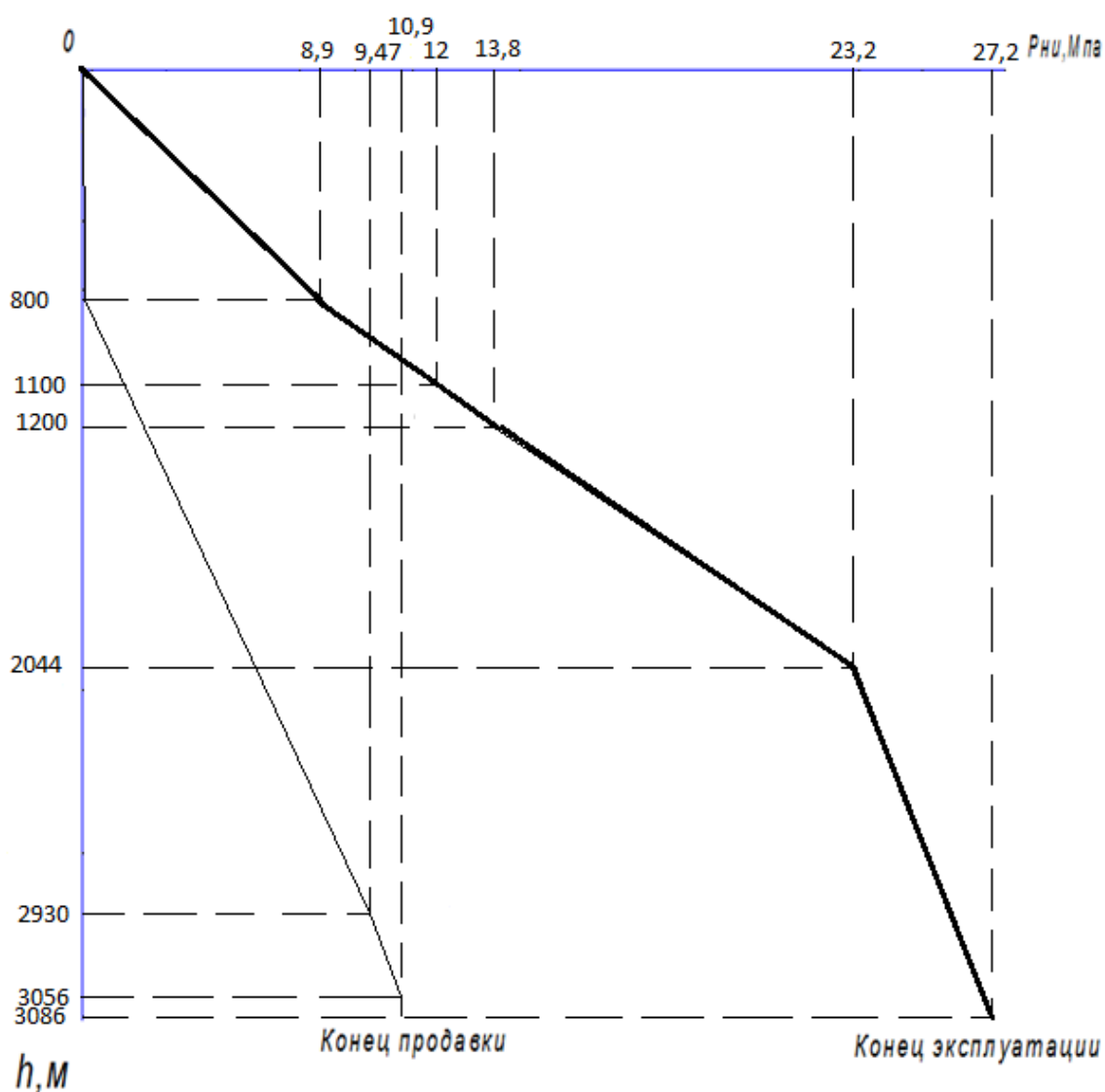


Рисунок 9 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 23 МПа.

В таблице 27 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

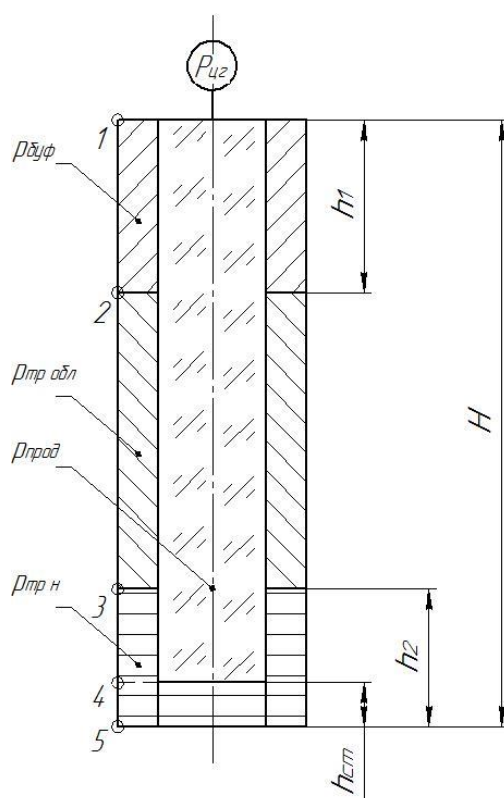


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 28 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	2930	3056	3086
Внутреннее избыточное давление, МПа	23	23	13,5	12	12

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 11 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки P_{on} составляет 11,5 МПа.

В таблице 29 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 29 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	800	2930	3086
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	11,5	10,5	9,8

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 12

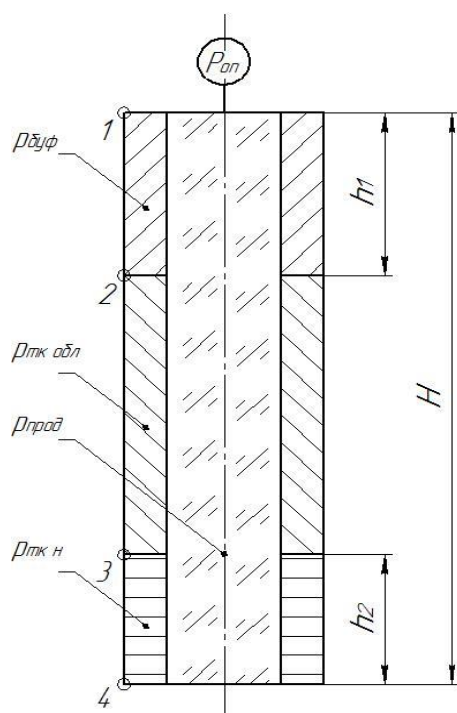


Рисунок 11 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

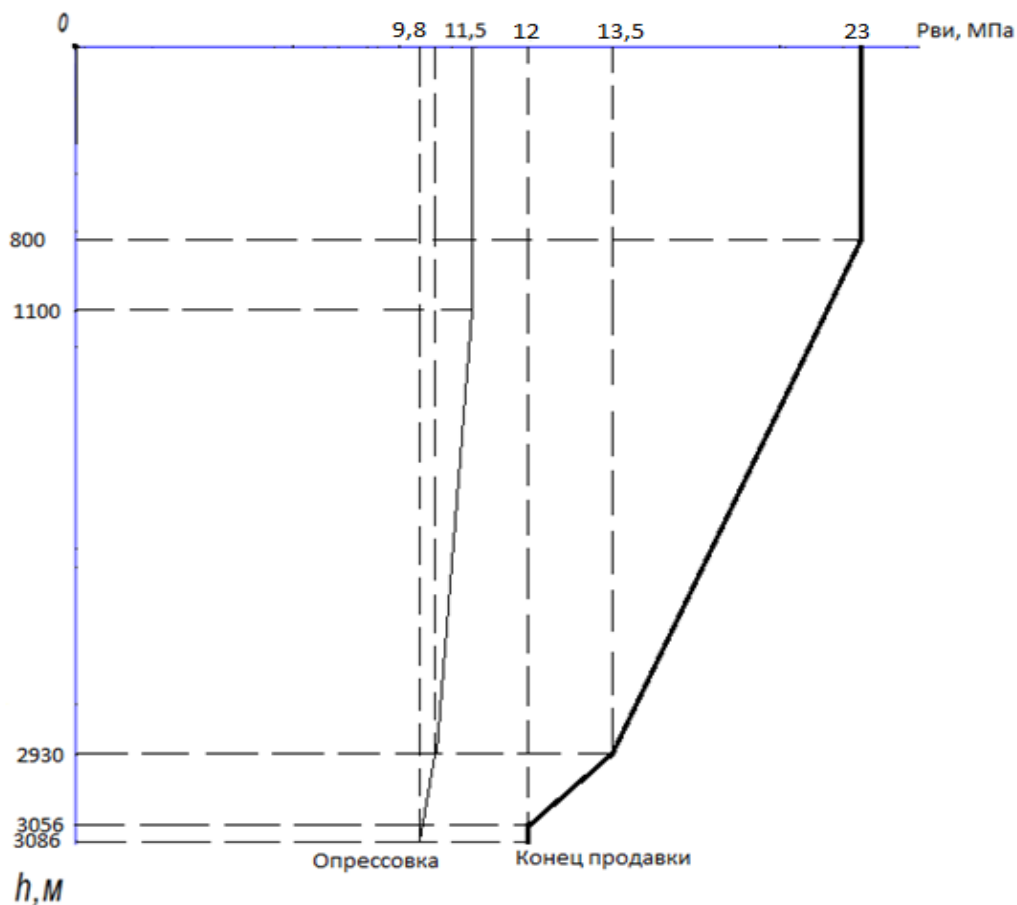


Рисунок 12– Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	177	0,413	73,1	73,1	3477-3300
2	Д	8,9	1056	0,353	372,77	445,87	3300-2244
3	Д	8	2244	0,293	657,49	1103,36	2244-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (1)$$

47 < 52,9 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 31.

Таблица 31 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, т	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	4,2	5,1	4,46
$\rho_{тробл}=1400 \text{ кг/м}^3$	69	50,2	23,27
Сумма	73,5	55,3	27,73

Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	18,6
Продавочная	65

2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 13 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

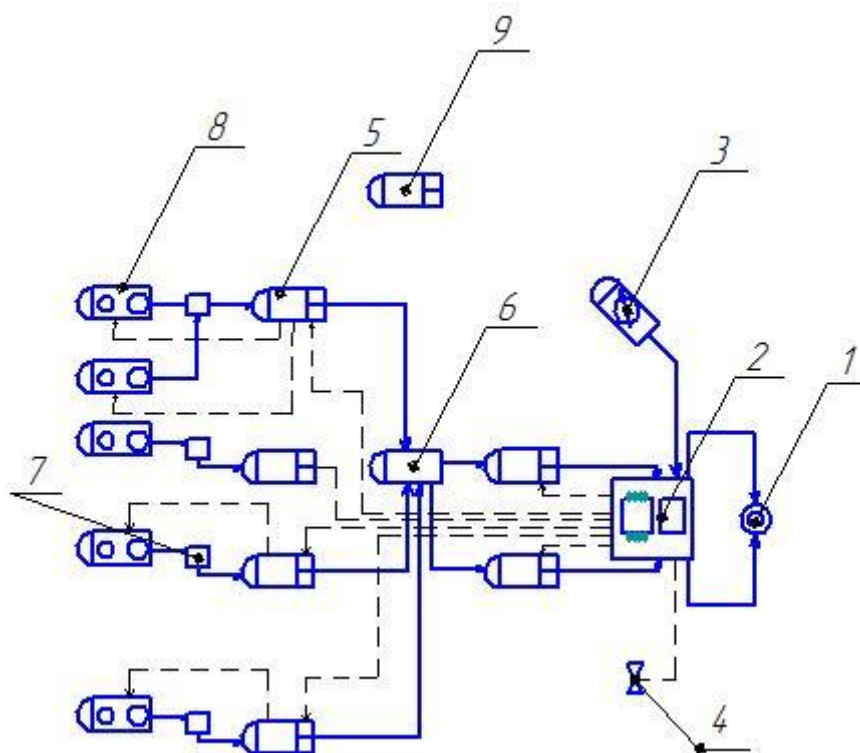


Рисунок 13 – Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны: 1- устье скважины; 2 - блок манифольдов БМ-700; 3 - станция СКЦ-2М; 4 - подводящая водяная линия;

5- цементирувочний агрегат ЦА-320М; 6 -осреднительная установка УО-16 ; 7 - бачок затворения; 8 - цементосмесительная машина УС6-30Н;
9 - цементирувочний агрегат ЦА-320М (резервный)

2.4.2.3.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирувочной головке представлен на рисунке 14.

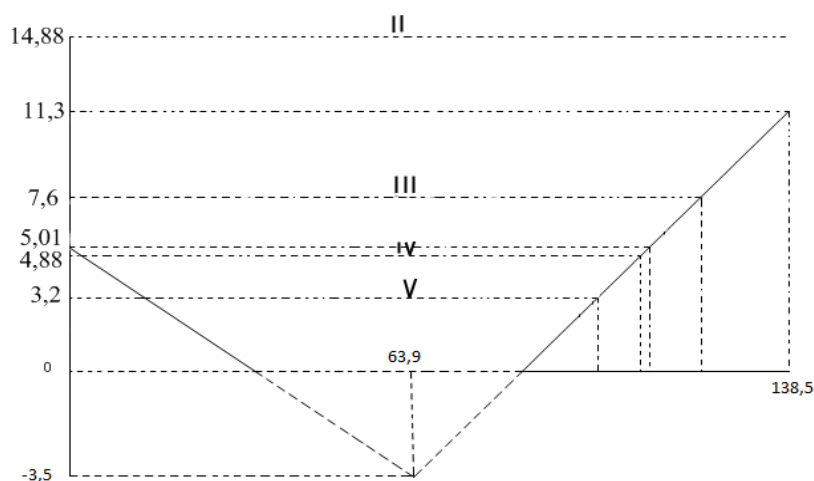


Рисунок 14 – График изменения давления на цементирувочной головке в процессе цементирования

В таблице 33 приведены сводные данные о режимах работы цементирувочных агрегатов.

Таблица 33 – Режимы работы цементирувочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	58,2
IV	49,7
III	31,2
II	8,3

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{це\text{м}}$ составляет 59 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -168-1-ОТТМ;
- цементирующая головка типа ГЦУ 168×400;
- разделительные пробки ПЦН-168, ПВЦ-168;
- центраторы ЦЦ-1-168/216

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Вторичное вскрытие пласта

Испытание скважины на продуктивность в процессе бурения не предусмотрено.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 101,3 т, а вес бурильной колонны – 98 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ – 3000 ЭУК-1М. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка				
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	98	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	0,6	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	101,3	$[G_{кр}] / Q_{об}$	0,9	
Параметр веса колонны при	143,4	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1	

ликвидации прихвата, тс ($Q_{\text{пр}}$)			
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\text{кр}}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{\text{влб}}$) Вес бурильной колонны, т ($Q_{\text{бк}}$)	450	$k_{\text{по}} = P_o / P_{\text{бо}}$ ($k_{\text{по}} > 1,25$)	6,81
Вес обсадной колонны, т ($Q_{\text{ок}}$)	101,3		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{\text{п}}$)	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{\text{бр}}$)	14		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м^2 ($F_{\text{бо}}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	30	225,6	
3	62	466,24	
4	47	353,44	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Эффективность бурения с управляемым давлением

Бурение с управляемым давлением представляет собой настраиваемый процесс, используемый для точного управления динамикой изменения давления в затрубном пространстве по всей скважине. Этот метод обладает рядом особых технических характеристик. В процессе MPD используются инструменты и методики, позволяющие снизить риски и затраты, связанные с бурением скважин, характеризующихся узким диапазоном предельно допустимых значений с точки зрения защиты окружающей среды посредством упреждающего управления динамикой изменения гидравлического давления в затрубном пространстве. Процесс бурения с управляемым давлением включает в себя контроль противодействия, плотности флюида, реологических свойств флюида, уровня флюида в затрубном пространстве, потерь циркуляционного давления на трение в затрубном пространстве и преодоление особенностей геометрии скважины, а также различных комбинаций данных факторов.

MPD также позволяет быстрее принимать корректирующие меры для реагирования на наблюдаемые изменения давления. Возможность динамически управлять значениями давления в затрубном пространстве позволяет всегда бурить рентабельно.

Система упреждающего контроля давления в затрубном пространстве позволяет управлять изменениями давления в скважине, например, теми, которые происходят во время выключения насосов, предотвращая возможные выбросы и поглощения, которые могут быстро привести к сбою в управлении скважиной. Постоянное отслеживание и анализ данных также обеспечивают обратную связь для оперативного обновления прогнозных значений порового давления и моделирования будущих скважин. В случае притока система предоставляет варианты уменьшения негативных последствий до того, как возникнет необходимость изменения плотности раствора или закрытия противовыбросового превентора (ПВП). На измеряемый долями

барреля приток идет немедленное реагирование с помощью изменения забойного давления, достигаемого посредством приложения противодействия в затрубном пространстве с помощью автоматического штуцерного манифольда на поверхности. Приток останавливается, будучи еще очень малым по размеру, и безопасно выводится из скважины. В ходе этого процесса стандартные возможности вторичного управления скважиной остаются функционально активными. Помимо этого безопасность персонала и буровой установки обеспечивается за счет конфигурации с закрытым контуром, в пределах которой над ПВП устанавливается роторный устьевой герметизатор (РУГ), обеспечивающий отвод возвратов от пола буровой установки.

Важным фактором является то, что при использовании оборудования MPD устьевая и околоустьевая обвязка не заменяется, а лишь дополняется, при этом совместно используется и стандартное ПВО, и все элементы стандартного комплекта буровой установки. Что не доставляет неудобств и повышает безопасность операций, поскольку обвязка дает больше возможностей для манипуляций при управлении скважиной.

Роторный устьевой герметизатор (вращающийся превентор) не является противовыбросовым оборудованием (ПВО) и устанавливается сверху блока ПВО.

Штуцерный манифольд представляет собой автоматизированный комплекс, включающий в себя такие агрегаты, как массовый расходомер, прецизионные кварцевые датчики давления, гидравлическая силовая установка, «умный» блок управления и система интерпретации данных в режиме реального времени. Гидравлическая силовая установка установлена на раме, что обеспечивает простоту ее транспортировки и подключения. «Умный» блок управления (ICU) - «мозг» системы, куда направляются все собранные данные, и из него же осуществляется мониторинг и контроль всех операций. Забойный клапан устанавливается как часть предыдущей обсадной колонны.

Возможности метода бурения с управляемым давлением по контролю и снижению давления в скважине обеспечивают улучшение и пополнение

традиционных методов управления скважиной. В качестве дополнительного уровня управления скважиной их можно использовать на ранних стадиях, что обеспечит высокую эффективность и минимальные нарушения процесса, а также низкие затраты по сравнению с традиционными технологиями. MPD также предоставляет возможность проведения динамических испытаний на герметичность и испытаний на гидроразрыв для определения предельных значений порового давления/градиента давления ГРП. Благодаря этому инженеры в режиме реального времени получают точные данные с глубины, что позволяет им точно определить фактическое окно бурения и перемещать его, управляя забойным давлением.

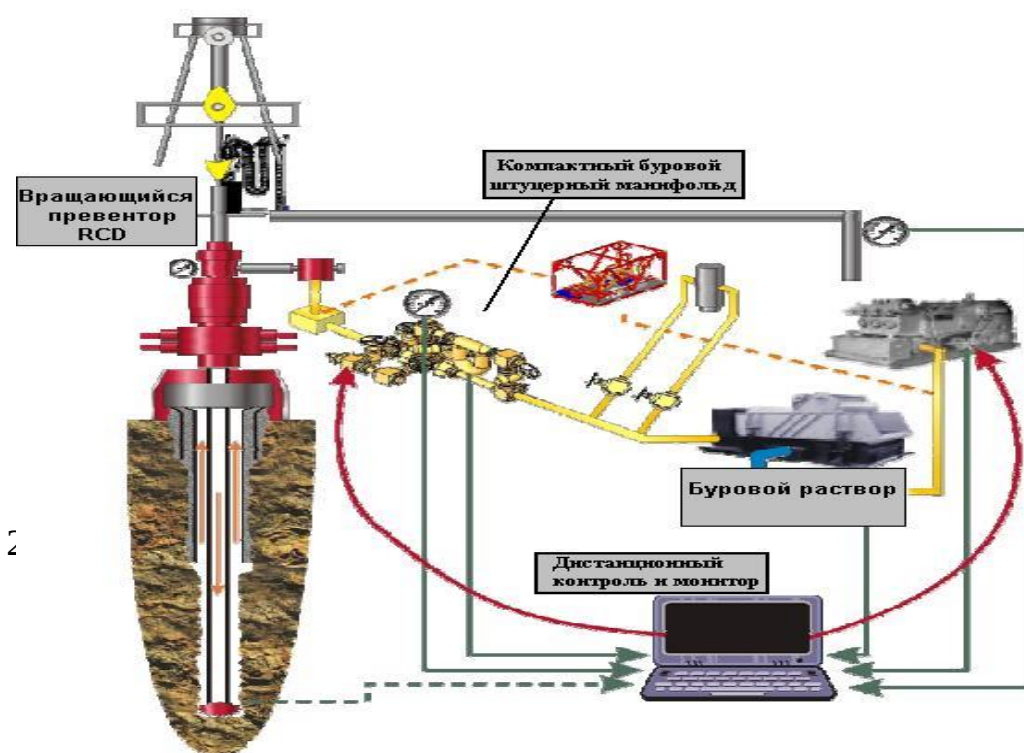


Рисунок 15 - Необходимое оборудование для технологии MPD

3.1 Роторный устьевой герметизатор

Роторный устьевой герметизатор (вращающийся превентор) не является противовыбросовым оборудованием (ПВО) и устанавливается сверху блока ПВО. РУГ (рисунок 16) предназначен для создания уплотнения между устьем

скважины и окружающей атмосферой, а также перенаправления потока промывочной жидкости из затрубного пространства в безопасном направлении.



Рисунок 16 - Роторный устьевой герметизатор

Принцип его действия таков: двойные уплотнительные элементы обеспечивают герметизацию устья скважины во время бурения, промывок, расхаживаний и СПО, а система подшипников обеспечивает возможность вращения герметизирующего узла с целью снижения износа уплотнительных элементов. Куда целесообразнее использовать бурение верхним приводом с трубой без граней, при этом возможно и применение роторного привода с ведущей трубой треугольного, квадратного и шестиугольного сечения, однако это снизит срок службы уплотнительных элементов РУГ. Бурение ведущей трубой квадратного сечения с использованием РУГ ограничено, поскольку не будет обеспечиваться герметичность скважины при высоких давлениях. Срок службы уплотнительных элементов также зависит от состояния замковых соединений бурильных труб и самого тела трубы, от центровки буровой установки относительно устья скважины, от типа применяемого бурового раствора, температуры и давления на устье скважины. В комплекте с РУГ идет силовой блок управления, предназначенный для охлаждения и смазки подшипников вращающегося превентора, а также поддержания давления в нем

выше давления на устье, чтобы избежать попадания бурового раствора и скважинного флюида.

Вращающаяся головка-превентор - это ключевой элемент технологии бурения с управляемым давлением. В число преимуществ входят: повышенная скорость проходки, более эффективное управление скважиной, сокращение простоев и уменьшение негативного влияния на окружающую среду.

Роторные устьевые герметизаторы обеспечивают более эффективное и безопасное бурение. В компании есть спектр роторных устьевых герметизаторов (РУГ), служащих герметичным барьером между притоком флюида и персоналом на буровой. РУГ безопасно удерживают выходящий из скважины буровой раствор в затрубном пространстве и отводят его ниже стола ротора в систему очистки бурового раствора без остановки работ.

Роторные устьевые герметизаторы решают широкий диапазон проблем, связанных с вопросами безопасности, которые могут представлять угрозу для безопасности персонала, оборудования и окружающей среды. К ним относятся: неожиданные выбросы; опасности, связанные с приповерхностным газом или водой; опасности, связанные с H_2S и CO_2 ; коррозионные системы буровых растворов.

3.2 Система управления Microflux

Система управления Microflux™ революционным образом меняет точность измерения и анализа параметров притока и давления. Эта система использует собственные алгоритмы для определения самых слабых притоков и поглощений с высокой точностью в режиме реального времени.

Система дает возможность принимать решения по бурению на основании сравнения фактических данных со спрогнозированными условиями в стволе скважины и обеспечивает онлайн мониторинг параметров непосредственно в стволе скважины.

Система Microflux позволяет бурить такие скважины, которые ранее не поддавались бурению. Это система сочетает в себе систему с замкнутым

контуром и собственное усовершенствованное компьютерное оборудование для регистрации данных, повышения безопасности буровой установки и эффективности бурения до такого уровня, который является недостижимым при использовании стандартных систем бурения и альтернативных систем бурения с управляемым давлением.

Штуцерный манифольд (рисунок 17) системы Microflux™ является одним из ключевых компонентов системы, которая является полностью автоматизированной системой, измеряющей, анализирующей и управляющей изменяющимися скважинными условиями в режиме реального времени.



Рисунок 17 - Штуцерный манифольд

В отличие от традиционного бурения, при котором раствор выходит непосредственно в атмосферу, система управления Microflux использует устьевые роторные герметизаторы (РУГ) для удержания скважины в закрытом состоянии и направления бурового раствора через автоматизированный штуцерный манифольд. Уникальной особенностью этой технологии является способность измерять расход восходящего потока раствора с помощью расходомера, установленного на одной линии со штуцерами, а также определять увеличение или уменьшение объема раствора на очень ранних этапах, обеспечивая возможность контроля проявлений и поглощений. Система Microflux позволяет достигать целей программы бурения благодаря способности точно управлять давлением в стволе скважины и преодолевать значительные осложнения в процессе бурения, что при использовании традиционных методов бурения невозможно было сделать на протяжении

многих лет. При использовании этой системы можно максимально увеличить гибкость и безопасность бурения, а также снизить риски и сократить время простоя.

Штуцерный манифольд представляет собой автоматизированный комплекс, включающий в себя такие агрегаты, как массовый расходомер, прецизионные кварцевые датчики давления, гидравлическая силовая установка (HPU), «умный» блок управления (ICU) и система интерпретации данных в режиме реального времени. Манифольд оснащен двумя штуцерами, при этом один может использоваться постоянно, а второй — в аварийной ситуации, массовый расходомер установлен на манифольде после штуцеров по ходу движения флюида. Гидравлическая силовая установка (HPU) установлена на раме, что обеспечивает простоту ее транспортировки и подключения. Пневматический насос, скрытый внутри HPU, использует систему технического воздуха буровой установки для нагнетания давления в гидравлическую систему аккумулятора, который передает гидравлическую энергию для перемещения штуцеров, а также позволяет в аварийном режиме, т. е. при отказе пневматики и электрики, управлять штуцерами за счет аккумулированного давления. «Умный» блок управления (ICU) - «мозг» системы, куда направляются все собранные данные, и из него же осуществляется мониторинг и контроль всех операций. Все важнейшие средства управления, алгоритмы и устройства сбора данных установлены в манифольде во избежание потенциальных проблем с коммуникацией и для повышения надежности системы. Система получения и контроля данных в реальном времени включает в себя интерфейс «пользователь-машина», в том числе панель оператора системы, панель бурильщика и дистанционную панель, если необходимо.

3.3 Забойный клапан

Забойный клапан (рисунок 18) с механизмом заслонки створчатого типа удерживает пластовые флюиды в обсадной колонне, предотвращая их выход

на поверхность. Начиная с 2001 года, используются в работе забойные клапаны. Эта способность решает две основные проблемы - безопасность и повреждение продуктивного пласта, устраняя необходимость в спуске и подъеме труб под давлением и глушении скважины перед спускоподъемными операциями в процессе осуществления работ по бурению с управляемым давлением либо на депрессии. Забойный клапан позволяет выполнять безопасный спуск и подъем бурильной колонны, а также устанавливать компоновки для заканчивания в процессе бурения на депрессии и бурения с небольшим превышением пластового давления без повреждения пластов.



Рисунок 18 - Забойный клапан

Система устраняет необходимость в спуске и подъеме труб под давлением, повышая безопасность работ и снижая количество выбросов. Благодаря уменьшению повреждений продуктивных пластов устраняется необходимость в глушении скважины. На протяжении длительного времени при отсутствии трубы в скважине приток отсутствует, при этом сохраняется возможность глушения скважины в случае чрезвычайной ситуации. Спуск и подъем труб может выполняться с обычной скоростью, что сокращает время бурения и повышает безопасность работы персонала. Система легко интегрируется в стандартную конструкцию обсадной колонны, обеспечивая свободное проходное сечение для бурового долота при открытом положении заслонки. Система позволяет производить спуск длинных и сложных КНБК, в которые входят забойные двигатели, стабилизаторы или сложные профили, препятствующие созданию герметичного уплотнения по внешнему диаметру

компоновки. Такая система может применяться при заканчивании скважин для установки перфорированных хвостовиков, скважинных фильтров и расширяемого оборудования для заканчивания.

Забойный клапан устанавливается как часть предыдущей обсадной колонны. Принцип действия клапана заключается в его открытии/закрытии с поверхности с помощью гидравлической панели, с которой давление передается к клапану посредством гидравлического кабеля. Устанавливается клапан на глубине 2000 футов (610 м) и более. Каждая операция по открытию и закрытию клапана занимает примерно 15 минут.

3.4 Обратный клапан

Извлекаемый на кабеле обратный клапан (рисунок 19) повышает безопасность работ и обеспечивает уникальные возможности добычи при снижении рисков и повышении эффективности операций. Этот клапан с заслонкой предназначен для управления противодавлением в бурильной колонне. В отличие от неизвлекаемого клапана бурильной колонны этот клапан можно заменить или извлечь на кабеле, что устраняет необходимость в спуске и подъеме труб и повышает эксплуатационную эффективность и безопасность.



Рисунок 19 - Обратный клапан

При установке в бурильной колонне обратный клапан с заслонкой предотвращает выход давления в колонну над ним. Клапан высокого давления повышает безопасность, позволяя стравливать давление в бурильной колонне над ним при свинчивании и развинчивании соединений. Как правило, в колонне устанавливается несколько клапанов с интервалами около 150 м, что обеспечивает поэтапное стравливание существующего давления и последующее поэтапное повышение давления. Эта процедура устраняет необходимость в стравливании давления из всей бурильной колонны, что

происходит при установке в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) или рядом с ней неизвлекаемых клапанов.

В отличие от неизвлекаемых обратных клапанов, устанавливаемых в составе бурильной колонны, обратный клапан, извлекаемый на кабеле, устанавливается на стандартный переходной замок, блокирующийся в профильном переводнике бурильной колонны. Использование такого типового соединения упрощает извлечение клапана на кабеле, что позволяет заменять его без глушения скважины. Это также обеспечивает возможность спуска до КНБК при проведении ловильных работ, что невозможно в случае применения неизвлекаемых клапанов.

3.5 Сепарационное оборудование

Способ бурения с управляемым давлением сам по себе не провоцирует приток углеводородов, некоторые варианты применения этой технологии могут потребовать наличия сепарационного оборудования в дополнение к тому, что уже установлено на буровой площадке. Компания может предоставить именно ту систему, которая необходима для сепарации в конкретных условиях, начиная от простого атмосферного дегазатора и заканчивая сепарационной системой, венчающей линию всех устройств для дегазирования бурового раствора, специально предназначенной для использования на морских буровых установках.

Мультифазная сепарационная система имеет преимущества перед другими подобными системами для бурения с управляемым давлением на морских буровых установках. Она поставляется восьмью отдельными модулями, которые могут быть подняты стандартным краном буровой установки. Бригада из двух человек может собрать систему и запустить её в течение 48 часов.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

$$N_{сп} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1)$$

$$N_{под} = \frac{N_{сп} + (n \cdot h)}{L}, \quad (2)$$

$$T_{сп} = \frac{(N_{сп} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (3)$$

$$T_{под} = \frac{(N_{под} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (4)$$

В таблице 35 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 35- Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	1	1
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	0	1053
Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	1053	2595
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, ВЗД, удлинитель, и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	3000	3000
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	41	61
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	121	122
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1св} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{сп} (час)	1,7	2,54

Время подъёма свечей, $T_{\text{ПОД}}$ (час)	5	5,1
Время СПО, $T_{\text{СПО}}$ (час)	14,42	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.2

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}} + t_{\text{ПВР}})} \text{ час,} \quad (6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (7)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (8)$$

Таблица 36 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, H (м)	2595
Продолжительность механического бурения, t_M (час)	109
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, $t_{\text{ПВР}}$ (час)	51
Календарное время бурения, T_K (час)	412
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n (шт)	2
Механическая скорость бурения, V_M (м/час)	23,8
Рейсовая скорость бурения, V_P (м/час)	14,8
Коммерческая скорость, V_K (м/ст.мес)	4534
Средняя проходка на долото по скважине, h_{cp} (м)	3000

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

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 37, 38.

Таблица 37 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Элемент цикла	Плановая продолжительность по проекту, час
Строительно-монтажные работы	720
Подготовительные работы к бурению	48
Бурение и крепление, в том числе	432
Испытание	144,0
Итого на скважину	1344

Таблица 38 продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	4,5	1,83	2,6
Крепление	9,3	4,6	4,7
Вспомогательные работы	4,2	1,3	2,9
Всего	18	7,8	10,2

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ.

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 14 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 14 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авто и авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Таблица 40 Количество обслуживающего персонала.

Буровой мастер	1 чел,
Помощник бурового мастера	3 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Помощник бурильщика 5 р	8 чел,
Слесарь 5 р,	4 чел,
Электромонтёр	2 чел.

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 41 Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17 633 500	17 633 500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	3086	45500	140 413 000
	3. Работы по креплению	ч	393,6	32450	12 772 320
	4. Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531 855
	5. Геофизические работы (комплекс)			2150000	2 150 000
	Итого полевых работ: $\Sigma 1$				137663375
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	2095090
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	2618863
	Итого расходов А: $\Sigma 2$				142377328
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	35860965
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	23309627
	Итого расходов Б: $\Sigma 3$				59170592
	Итого основных расходов А+Б				238475421
2	Накладные расходы	%	14	от ΣOP	33386558
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma OP+NP$	40779297
	Итого по расчету:				312641276
4	Компенсируемые затраты				
	1. Производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	1396727
	2. Полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	5379144
	3. Доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	14344386
	4. Охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	8965241
5	Резерв	%	3	от ΣOP	7154262
ИТОГО себестоимость проекта					312953537
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					369285173

Расчет основных расходов буровых работ (СМ-5)

Таблица 42 - СМ-5

		Буровые работы	
№	Статьи затрат	Норма, руб.	Норма затрат с учетом коэффициентов, руб.
1	Заработная плата	2350000	
2	Дополнительная зарплата (7,9%)	185650	
3	ФЗП	2535650	
4	Страховые взносы (34%)	862110,8	
5	ФОТ (к=1,3)	2310400	3003520
6	Материальные затраты (к=1,1)	435000	478500
7	Амортизация (к=0,8)	650000	520000
	Итого		4002020

4.4 Финансовый план

Таблица 43 - Финансовый план

Статья	Руб.
Доходы	
Сметная стоимость проекта	1703830758
Расходы	
ФЗП	56520236
Материалы	75360315
Амортизация	56520236
Накладные расходы	52995542
Компенсируемые затраты	63514364
Резерв	50345233
Организация и ликвидация полевых работ	5528757
Проектно-сметные работы	3348800
Итого расходов	266559742
Налоги	
НДС	56331636
Социальные выплаты	14695261
Накладные расходы	13188055
Итого налогов	93021408
Балансовая прибыль	67435229
Налог на прибыль	13487045
Чистая прибыль	91947649

Вывод

Исходя из представленных в данном разделе сведениях, мы имеем общую картину потребности в материалах и иных ресурсах, необходимых для строительства запроектированного объекта, а так же затрачиваемые временные фонды для тех или иных операций. Благодаря этому мы можем наиболее эффективно оперировать расходами и потребностями в материалах тем самым максимально сократить сроки строительства скважины.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3086 метров на Майском нефтяном месторождении.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при обслуживании бурового оборудования в таблице

Таблица 44 - Опасные и вредные факторы при работе с буровым оборудованием

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание Буровых Установок	1.Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе. 2.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород). 3.Повышение уровней шума; 4. Повышение уровней вибрации. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. 2.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 4.Электрический ток. 5.Механические травмы. 6.Пожары. 7.Взрывы.	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4
			ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»

5.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.

Анализ вредных производственных факторов.

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени

года;

- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;

запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). 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". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать распираторы, 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.

Превышение уровня шума и вибрации.

Основным источником шума и вибрации на буровой установки является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА [Сан. П и.Н] и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения уровня шума действующего на рабочих используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты

относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

На рабочих находящихся на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещённости представлены в таблице

Таблица 45 - Нормы освещённости

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд и подразряд зрительной работы	Места установки светильников	Рабочее освещение	Аварийное освещение
			освещённость, лк	
1	2	3	4	5
Роторный стол	2	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м) и 6 м (для вышки 53м), под углом 45-50 ⁰ Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 ⁰ к вертикали	100	10
Щит контрольно- измерительных приборов	3	Перед приборами	75	10
Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5м от пола полатей, под углом не менее 50 ⁰	30	10
Путь движения талевого блока	4	На лестничных площадках . По высоте вышки, под углом не менее 65-70 ⁰	30	10
Кронблок	4	Над кронблоком	25	10
Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10	10

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4	5
Лестницы, марши сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки	10	10
Помещение вышечного блока	2	На высоте не менее 6 м	75	10
Помещение насосного блока	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Превенторная установка	3	Под полом буровой	75	10
Желобная система	5	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	10	10
Площадка горюче-смазочных материалов и инструмента	5	На высоте не менее 3м	10	10

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. 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. На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное. Дополнительное освещение обеспечивается за счет установки галогенных прожекторов 1000W и светильников в взрывозащищенном исполнении на рабочих местах.

Анализ опасных производственных факторов

Биологический фактор.

Кустовая площадка. Заболевания, состояния носительства, интоксикации, вызванных микроорганизмами: бактериями, вирусами, риккетсиями, спирохетами, грибами, актиномицетами, простейшими и продуктами их жизнедеятельности, и микроорганизмами: животными, растениями, человеком и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Сенсибилизации организма, вызванной микроорганизмами, перечисленными выше, и микроорганизмами: животными, растениями и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Травм, вызванных микроорганизмами: растениями, животными, человеком. Основной вид защиты: применение СИЗ, применение специальных репеллентных средств.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

К движущимся машинам и механизмам производственного оборудования на буровой установке относятся:

- буровая лебедка;
- автоматический ключ буровой (АКБ 3М2);
- вибросита;
- вращающийся вал бурового насоса УНБ-600;
- крюкоблок.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Соответствующее требование устанавливается техническими заданиями на разработку и изготовление оборудования.

Поражения электрическим током.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от

ДЭС.

Основные непосредственные причины электротравматизма: доступность прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г. и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Механические травмы на буровой установке.

Возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо:

- Оградить вращающиеся части механизмов.
- Обеспечить машинные ключи страховочными канатами.
- Проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- При ремонте должны вывешиваться знаки оповещающие о проведении ремонтных работ.

- Весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.

- Проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения.

- Проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

- При работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Госгортехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Госгортехнадзора. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д.), которые также подлежат испытанию.

Пожаровзрывоопасность.

Источники воспламенения:

- короткое замыкание, перегрев проводки;
- источники открытого огня (факела, паяльные лампы);
- разряд молнии;
- разряд статического электричества.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- Располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

- Хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки. Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

Для исключения возможного возгорания от разряда статического электричества все оборудование, а также буровая установка заземляются.

Взрывы возможны при:

- наличии горючих веществ в резервуарах и топливных баках;
- наличие окислителя или среды;
- наличие сосудов под давлением (сепараторы, компенсаторы);
- источника воспламенения (открытый огонь, короткое замыкание, разряд статического электричества).

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.
- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторкратное давление. Также должны быть установлены различные контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд.

Для организации тушения случайного пожара на площадке применяются первичные средства пожаротушения ВНТП 3-85 и 2 мотопомпы ММ 27/100. До прибытия пожарных подразделений тушение организует мастер бурения с привлечением добровольной пожарной дружины из специального обученного персонала буровой. Остальные люди не участвующие в тушении пожара эвакуируются на безопасном расстоянии.

Для ликвидации горения ЛВЖ и ГЖ на складе хранится концентрированный фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь «НАТИСК НСК» 3%. Для подачи пены в очаг пожара применяются установки комбинированного тушения пожаров УКТП “Пурга-10” – 2 шт., также они могут применяться для тушения пожара на всех объектах, размещаемых на площадке.

5.2 Экологическая безопасность

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

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

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое";
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр.

Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.[14]

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины.

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

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76ОП):

- ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв;
- ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель;
- ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Противопожарная безопасность.

Буровой установке присваивается взрывопожароопасная категория А [Федерального закона-123]. Характеристика веществ и материалов находящихся в помещении категории А: горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного

повреждения буровым инструментом;

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются в насосной, в котельной, на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. В таблице представлена укомплектованность пожарного щита

Таблица 46 -Укомплектованность пожарного щита

№ п/п	Наименование	Количество, шт.
1.	огнетушитель пенный	2 шт.
2.	лопата штыковая	1 шт.
3.	лопата совковая	1 шт.
4.	багор	2 шт.
5.	топор	2 шт.
6.	ведро	2 шт.
7.	лом	2 шт.
8.	ящик с песком	1 шт.
9.	кошма 2×2 м	1 шт.

5.4 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.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

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

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 так – же сведения о нефтегазоводоносности месторождения.

В технологической части проекта, было проведено проектирование наклонно – направленной скважины, с выполнением расчетов по по всем этапам строительства скважины.

Так же были рассмотрены вопросы о безопасности жизнедеятельности, даны необходимые рекомендации по безопасности работ на рабочих местах, представлены материалы о возможных негативных воздействия на окружающую среду и меры по их предотвращению, рассчитаны заземления и молниеотвод.

В организационно - экономической части проекта результатом работы является расчет экономической эффективности мероприятий по повышению ТЭП.

В специальной части дипломного проекта была рассмотрена технология бурения управляемым давлением, проведен сравнительный анализ данной технологии с традиционной технологией бурения. В результате анализа была доказана эффективность технологии при бурение ранее не подлежащих разбуриванию скважин, а так же доказано преимущество технологии бурения управляемым давлением над традиционной технологией бурения как в теории так и напрактических примерах.

Целью дипломного проекта было строительство скважины на сколько это возможно быстро, качественно и в то же время экономно, что и было представленно в данной работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
2. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
3. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
4. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.
5. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».– Томск: Изд. ТПУ, 2008 г. – 92 с.
6. Приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ».
7. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.
8. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин./Под. Ред. Проф. А.Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.
9. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
10. Чубик, Петр Савельевич. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей: К 100-летию геологического образования в Сибири (1901-2001 гг.) /

П. С. Чубик; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во НТЛ, 1999. – 300 с.

11. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

12. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.

13. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны». – Томск, ТПУ.

14. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. Москва, 2000 г.

15. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.

16. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98. Москва, Ростехнадзор России, 1998 г.

17. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.- метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.

18. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.

19. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. РД 39-133-94, Москва, 1994 г.

20. Сооружение и оборудование для кустового бурения скважин. Справочное пособие / В.Г. Колгерин, Б.З. Султанов, Л.А. Шварцев, М.О. Крист. – М.: Недра, 1992. – 231 с.

