

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 2900 МЕТРОВ НА ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

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

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б32Т	Золотарёв Сергей Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

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	Ковалёв Артем Владимирович	К. Т. Н.		

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Ковалёв.А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Золотарёв.С.В

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2900 МЕТРОВ НА ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (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.).	
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).		
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		1.Геолого-технический наряд 2.Компановка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел	Консультант	
Общая и геологическая часть	Епихин.А.В	
Технологическая часть	Епихин.А.В	
Финансовый менеджмент	Вазим.А.А	
Социальная ответственность	Гуляев.М.В	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Золотарёв.С.В		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Золотарёв Сергей Васильевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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	Золотарёв Сергей Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б32Т	Золотарёв Сергей Васильевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	<i>Бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Западно-Лугинецком месторождении -Рассматриваемое рабочее место располагается на буровой установке, на открытом воздухе вместе отдаленном от населённых пунктов, в лесной зоне(тайга),местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Западно-Лугинецком месторождении 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Западно-Лугинецком месторождении	<i>Вредные факторы</i> 1.Неудовлетворительные метеорологические условия, 2.Недостаточная освещённость, 3.Повышенные уровни шума и вибрации, 4.Запыленность и загазованность. <i>Опасные факторы</i> 1.Движущиеся машины и механизмы производственного, оборудования 2.Поражение электрическим током, 3. Пожаро-взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	<i>-Мероприятия по защите атмосферы -Мероприятия по защите гидросферы и литосферы</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>- федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»</i>

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
З-2Б32Т	Золотарёв Сергей Васильевич		

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

Выпускная квалификационная работа 78 с., 23 источника литературы, 51 таблица, 16 рисунков, 2 листа графического материала.

Тема дипломного проекта: «Технологические решения строительства эксплуатационной наклонно – направленной скважины глубиной 2900 метров на Западно – Лугинецком месторождении».

Ключевые слова: БУРОВАЯ УСТАНОВКА, НАКЛОННО НАПРАВЛЕННАЯ СКВАЖИНА, РЕЖИМ БУРЕНИЯ, БУРОВОЙ РАСТВОР, КОМПАНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ, ОБСАДНАЯ КОЛОННА.

В данную работу входит 5 частей. Описание частей представлено ниже:

1. Геологическая часть. Были рассмотрены географо – экономические характеристики района работ, стратиграфический разрез скважины, газонефтеводоносность разреза и зоны возможных
2. Технологическая часть. Здесь предоставлены расчеты по бурению, креплению скважины и программе промывки.
3. Специальная часть. Сравнение нескольких буровых насосов одинаковой мощности, но разных фирм и стран производителей.
4. Экономическая часть. В этой части рассчитан план нормативной продолжительности строительства скважины и сметный расчет стоимости ее сооружения.
5. Социальная ответственность. Были затронуты вопросы безопасного ведения работ при строительстве скважины, чрезвычайные ситуации, которые при бурении скважин могут возникнуть.

Содержание

Реферат	8
Содержание	9
Введение	11
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	12
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района бурения	12
1.2. Геологические условия бурения	14
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	16
1.4. Зоны возможных осложнений	19
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	20
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	20
2.2. Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	21
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	22
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	23
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	24
2.3. Углубление скважины	25
2.3.1. Выбор способа бурения	25
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	26
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	28
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости	33
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	37
2.4.1. Расчет обсадных колонн	37
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	38
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	40
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	43
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	44
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	44
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов	44
2.4.2.3. Расчет объема буферной, продавочной жидкости	44
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	45
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	45
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	46
2.4.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	47
2.5. Выбор буровой установки	48
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	50
3.1. Сравнение буровых насосов	50
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	53
4.2. Численный и квалификационный состав буровой бригады	57
4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	58
5. Социальная ответственность	60
5.1 Профессиональная социальная безопасность	60
5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве наклонно-направленной скважины на Западно-Лугинецком месторождении	60

5.2. Экологическая безопасность	68
5.2.1 Мероприятия по защите атмосферы	68
5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	70
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
Заключение	80
Список использованных источников	81

Введение

За последние годы все большее количество скважин бурятся наклонно-направленным способом. Такое бурение может осуществляться и на суше, и на море. В основном кустовое бурение применяется в наклонно-направленных скважинах.

Так как структура горизонтальных скважин является перспективным направлением по увеличению нефтеотдачи пластов и повышению добычи нефти. Отсюда увеличиваются заказы по строительству условно горизонтальных скважин.

Единовременно с этим растут требования к точности попадания забоя скважин в назначенную точку и к соблюдению проектного профиля скважин.

На данный момент, при бурении скважин с увеличением глубин, возникают отклонения от проектного направления, по тем или иным причинам. Забой скважин в итоге оказывается смещенным на десятки и сотни метров, относительно своих проектных расположений. Что в итоге приводит к предъявлению претензий и штрафных санкций предприятию со стороны подрядчика.

Впоследствии искривления стволов скважин, вероятны аварии и значительное усложнение процесса бурения, настолько, что его приходится останавливать или да же прекращать, не дойдя до проектной глубины.

Для того чтобы предотвратить нежелательные результаты искривления скважин, нужно знать причины и закономерности искривления, и использовать эти сведения для проводки скважин в заданном направлении.

При проводке скважин, одним из важнейших вопросов, является выбор необходимой компоновки низа бурильной колонны. От верности подбора компоновки низа бурильной колонны, во многом зависит точность проводки скважины по заданному профилю, это значительно понижает траты средств и времени на её строительство.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	<u>Лугинецкое</u> <u>месторождение</u>
Характер рельефа	Плоские заболоченные равнины
Покров местности	Хвойный и смешанный лес
Административное расположение: - республика - область (край)	РФ Томска область
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	+1°С + 36°С - 55°С
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,2-2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	248
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Господствуют ветра юго-западного и южного направления
Средняя скорость ветра, м/с:	1,6
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 ПKN-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	п. Парабель – 190 км

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

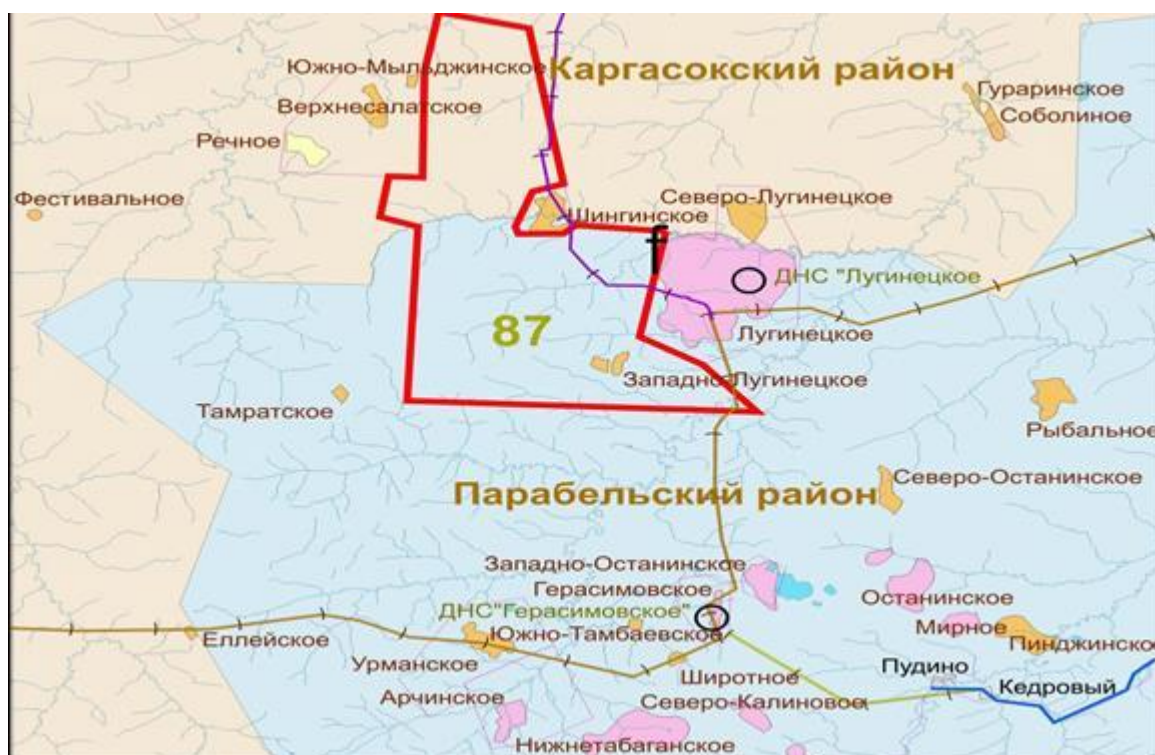


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое Подразделение	Мощность, м	Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до			
0	160	Четвертичные отложения	160	1,3
160	270	Некрасовская свита	110	-“-
270	300	Чеганская свита	30	-“-
300	380	Люлинворская свита	80	-“-
380	400	Талицкая свита	20	-“-
400	512	Ганькинская свита	112	-“-
512	633	Славгородская+Ипатовская	121	-“-
633	660	Кузнецовская свита	27	-“-
660	1763	Покурская свита	1103	1,6
1763	1800	Алымская свита	37	-“-
1800	2590	Киялинская свита	790	-“-
2590	2639	Тарская свита	49	-“-
2639	2825	Куломзинская свита	186	1,2
2825	2847	Баженовская свита	22	-“-
2847	2900	Васюганская свита	53	-“-

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Глубина залегания, м			Стратиграфическое Подразделение		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
от	до	Мощность, м	Название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	160	160	Четвертичные отложения	Q	Почвенно-растительного слой, пески, алювиальные, озерные, болотные пески и глины ледниковые
160	270	110	Некрасовская свита	Pg3 nk	Супеси с прослоями песков и глин с линзами бурового угля
270	300	30	Чеганская свита	Pg2-3 cg	Глины зеленые, алевроитистые, в нижней части-пески
300	380	80	Люлинворская свита	Pg2 ll	Глины зеленовато-серые, плотные
380	400	20	Талицкая свита	Pg1 tl	Глины зеленоватые, известковистые
400	512	112	Ганькинская свита	K2 gn	Глины темно-серые, алевроитистые с прослоями супесей
512	633	121	Славгородская свита	K2 sl	Глины опоковидные с прослоями песков. Глины зеленовато-черные, опоковидные плотные с прослоями песков и песчаников
633	660	27	Кузнецовская свита	K2 kz	Глины серые, опоковидные, с прослоями темно-серых, черных, в низах- с глауконитом
660	1763	1103	Покурская свита	K1-2 pk	Пески и песчаники с прослоями и линзами глин и алевролитов
1763	1800	37	Алымская свита	K1 al	Глины с прослоями алевролитов и песчаников в верхней части разреза
1800	2590	790	Киялинская свита	K1 kls	Чередование песчаников с аргиллитами и зеленоватыми глинами
2590	2639	49	Тарская свита	K1 tr	Песчаники с прослоями глин
2639	2825	186	Куломзинская свита	K1 klm	Песчаники с прослоями глин и линзами алевролитов
2825	2847	22	Баженовская свита	J3 bg	Черные битуминозные аргиллиты
2847	2900	53	Васюганская свита	J3 vs	Песчаники с линзами аргиллитов и с прослоями алевролитов

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица 5 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотнос- ть,	Пористость, процент	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твёрдость,	Раслоённость породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя ит.п.)
	от (верх)	до (низ)									
Q	0	160	пески глины	2,1 2,4	30 20	10 100	0 0	- 10	1 5	10 4	мягкая мягкая
Pg3 nk	160	270	пески глины	2,1 2,4	30 20	20 100	0 4	10 -	5 5	10 4	мягкая мягкая
Pg2-3 cg	270	300	глины пески	2,4 2,1	20 30	100 50	10 0	10 -	5 5	4 10	мягкая мягкая
Pg2 ll	300	380	глины	2,4	20	100	10	10	5	4	мягкая
Pg1 tl	380	400	глины	2,4	20	100	20	10	5	4	мягкая
K2 gn	400	512	глины	2,4	20	100	20	10	5	4	мягкая
K2 sl	512	633	глины пески	2,4 2,1	20 25	100 70	10 0	10 10	5 5	4 10	мягкая
K2 kz	633	660	глины	2,4	20	100	20	15	5	0,4	мягкая
K1-2 pk	660	1763	пески песчаники алевролиты	2,1 2,2 2,3	25 25 20	70 20 15	0 3 3	15 20 20	5 5 2,5	10 2 10	мягкая мягкая средняя
K1 al	1763	1800	глины песчаники алевролиты	2,4 2,2 2,3	20 25 20	95 20 15	0 3 3	10 20 20	5 5 2,5	4 10 6	средняя средняя средняя
K1 kls	1800	2590	глины песчаники алевролиты	2,4 2,2 2,3	20 25 20	100 25 30	3 3 3	15 20 20	5 5 2,5	4 10 6	средняя средняя твёрдая
K1 tr	2590	2639	глины песчаники	2,4 2,2	20 15	100 25	10 10	30 100	5 5	4 4	средняя средняя
K1 klm	2639	2825	глины песчаники алевролиты	2,4 2,2 2,3	20 5 15	100 20 100	10 10 5	30 100 50	5 3,5 3	4 10 4	средняя средняя твёрдая
J3 bg	2825	2847	аргиллиты	2,4	15	100	5	80	2,5	6	твёрдая
J3 vs	2847	2900	песчаники аргиллиты алевролиты	2,2 2,4 2,3	15 5 10	20 90 25	5 5 5	100 130 150	3 3 4	10 4 6	средняя твёрдая твёрдая

Таблица 6 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Градиент давления									Температура в конце интервала	
			пластового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)			Источник получения			Источник получения			Источник получения	градус	Источник получения
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
Q	0	160	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,200	РФЗ	0	0,22	ПГФ	9	ПГФ
Pg3 nk	160	270	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
Pg2-3 cg	270	300	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	16	ПГФ
Pg2 ll	300	380	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	21	ПГФ
Pg1 tl	380	400	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	23	ПГФ
K2 gn	400	512	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	28	ПГФ
K2 sl	512	633	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	35	РФЗ
K2 kz	633	660	0,100	0,100	ПГФ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	42	ПГФ
K1-2 pk	660	1763	0,100	0,100	ПГФ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	68	ПГФ
K1 al	1763	1800	0,120	0,120	ПГФ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	79	ПГФ
K1 kls	1800	2590	0,120	0,120	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	81	ПГФ
K1 tr	2590	2639	0,120	0,120	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	84	РФЗ
K1 klm	2639	2825	0,120	0,120	РФЗ	0,300	0,300	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	86	РФЗ
J3 bg	2825	2847	0,120	0,120	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	88	РФЗ
J3 vs	2847	2900	0,120	0,120	РФЗ	0,250	0,250	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	91	РФЗ

Таблица 7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Пластовое давление, атм	Мощность, м
	от (верх)	до (низ)				
Нефтеносность						
Ю 1(4)	2847	2900	поров.	0,720	230	114
Газоносность						
-	-	-	-	-	-	-

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q	0	160	Поглощение бурового раствора Осыпи и обвалы горных пород Прихватоопасность	от обвала неустойчивых пород и заклинки бурового инструмента
Pg3 nk	160	270	Прочие возможные осложнения Осыпи	желообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн
Pg2 ll	300	380	Прихватоопасные	от разбухания опоковидных глин, обвала стенок скважины, заклинки бурового инструмента
Pg1 tl	380	400		
K2 gn	400	512		
K2 sl	512	633	Прихватоопасные	
K2 kz	633	660		
K1-2 pk	660	1763		
K1 al	1763	1800		
K1 kls	1800	2590	Прихватоопасные	от перепада давления в системе "скважина-пласт"

2 Технико-Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчёт профиля проектной скважины

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважины классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские – расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию.

Таблица 9 - Программа на проходку наклонно направленной скважины

Глубина по стволу, м.	Зенитный угол, град.	Глубина по вертикали, м.	Абсолютная отметка, м.	Отклонение от устья, м.	Лок. смещение к северу, м.	Лок. смещение к востоку, м.	Простр. интенсивность, град/10 м.
0	0	0	109,22		0	0	0
300	0	300	-190,8		0	0	0
330	0	330	-220,78		0	0	0
942,97	45,97	879,29	-770,07	233	116,5	-201,79	0,75
1577,1	45,97	1320	-1211	688,9	344,5	-596,7	0
1607,1	45,97	1341	-1232	710,5	355,26	-615,33	0
1702,9	45,97	1408	-1298	778,7	382,42	-678,29	1
2275,0	45,97	1805	-1696	1183,3	500,36	-1072,3	0
2398,6	33,61	1900	-1791	1261,5	522,63	-1148,1	1
2638,8	33,61	2100	-1991	1393,1	559,28	-1275,9	0
2720,7	25,42	2171	-2062	1433	570,4	-1315	1
2831,4	25,42	2271	-2162	1480	583,5	-1360	0
2885,6	20	2321	-2212	1501	589,3	-1381	1
2900,1	20	2392	-2282	1527	596,3	-1405	0

При проведении скважины интенсивность пространственного искривления не должна превышать 1,5 град/10 метров.

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.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (Верхняя подсвита сложена алевритами, аргеллитами и песчаными породами).

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

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 > 47, МПа.

Условие выполняется, следовательно, коллектор неустойчив.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя открытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной и цементируется. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

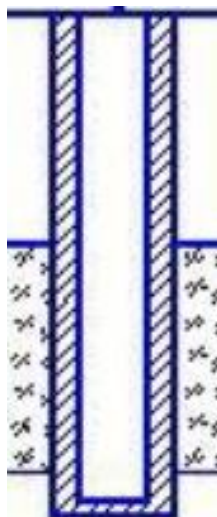


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений
Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

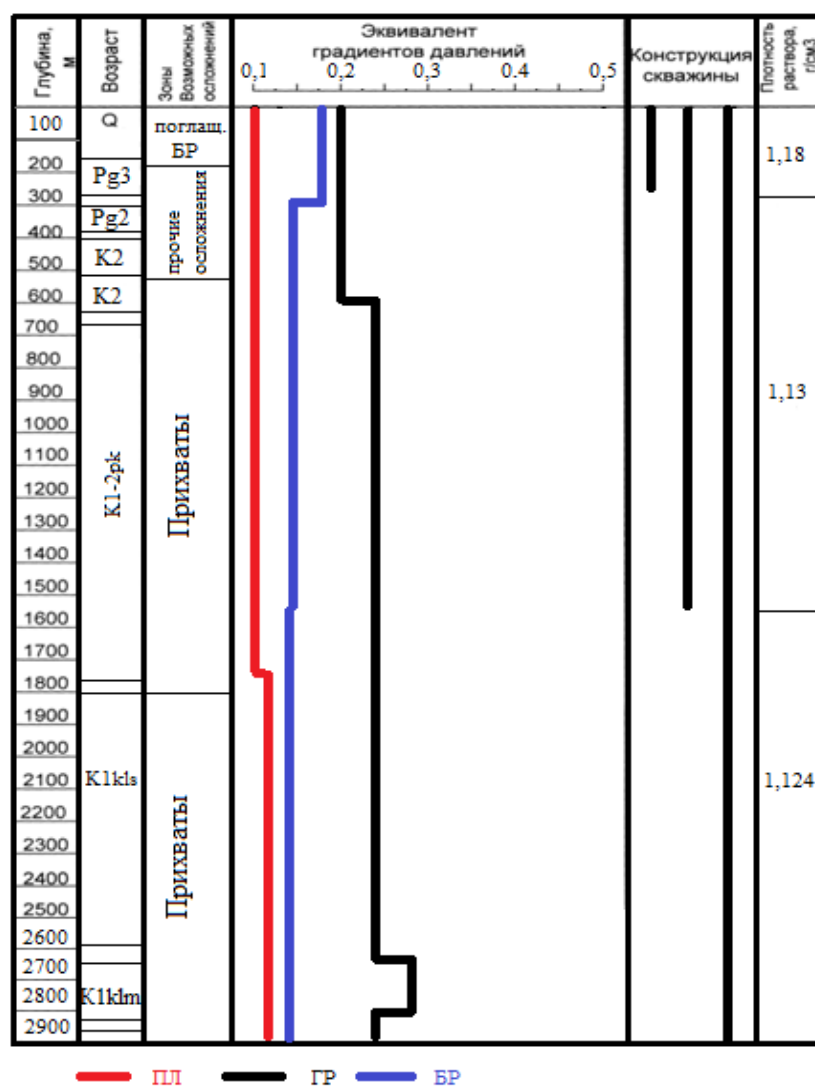


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

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 160 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 200 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы. Но в верхней части интервала 200-280 м залегают слабосвязанные породы, склонные к интенсивным осыпям. Поэтому для обеспечения безаварийного бурения интервала под кондуктор спуск направления проектируется до глубины 300м.

Глубина спуска кондуктора составляет 1577м, с учетом обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2900 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–300м;

Интервал цементирования кондуктора: 1135 – 1577 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 2291– 2900 м

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (128,4 м³/сут нефти) – 146мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	393,7
Кондуктор	245	295,3
ЭК	146	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 3.

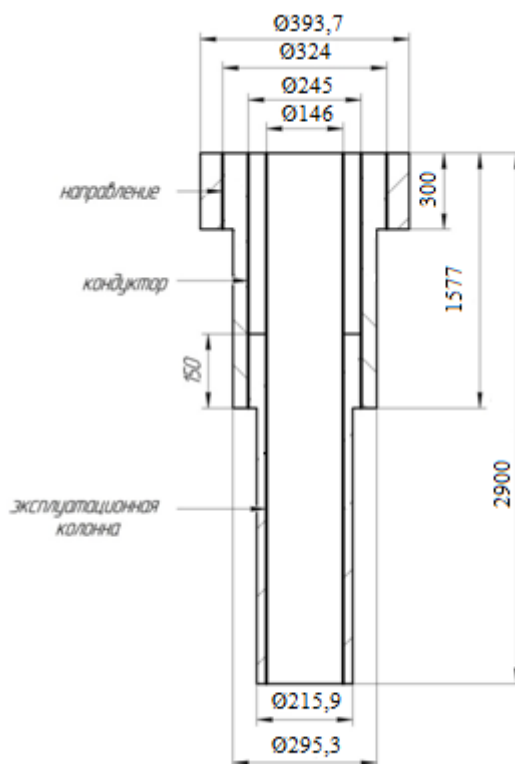


Рисунок 3 – Схема конструкции скважины.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 23,3 МПа.

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

Также выбирается колонная головка – ОКК1–35–146х245 ХЛ-4Ф

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 11 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-300	Направление	Роторный
300-1577	Кондуктор	Турбинный
1577-2900	Эксплуатационная колонна	Турбинный

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны шарошечное долота (для бурения под направление) и долота типа PDC (для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну), поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-300	300-1577	1577-2900
Шифр долота		СЦВ 393,7	БИТ 295,3	БИТ 215,9
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М, С	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-121	3-117
	API	-	-	-
Длина, м		0,530	0,4	0,350
Масса, кг		171	68	35,8
G, тс	Рекомендуемая	2-5	2-8	8-10
	Предельная	10	12	14
n, об/мин	Рекомендуемая	60	100-110	150
	Предельная	65	180	160

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрения элементов долота в горную породу. С повышением осевой нагрузки, увеличивается эффективность разрушения, а наиболее эффективный процесс разрушения горной породы наблюдается в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает напряжение на контакте долота с горной породой превышающее значение ее твердости.

Осевая нагрузка для всех интервалов рассчитывается по статическому методу, затем расчётное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается осевая нагрузка в пределах вычисленных величин.

Таблица 13 – Осевая нагрузка на долото.

Интервал	0-300	300-1577	1577-2900
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	250	700	850
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
$D_{с}, \text{мм}$	393,7	295,3	215,9
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,3	0,42
$G_{пред}, \text{кН}$	30	24	20
Результаты проектирования			
$G_{проект}, \text{кН}$	9,9	20,7	18,4

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 14.

$V_{л}$ - рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$$n=(60 \cdot V_{\text{лин}}) / (\pi \cdot D_{\text{д}}) \text{ об/мин} \quad (4)$$

Таблица 14 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-300	300-1577	1577-2900
Исходные данные				
$V_{\text{л}}, \text{ м/с}$		3	1,5	2
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{ мс}$		5	4	2
z		24	22	20
α		0,7	0,7	0,5
Результаты проектирования				
$n, \text{ об/мин}$		493	195	132

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 300-1577 метров (интервал бурения подкондуктор) выбирается турбобур ДРУ-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 ДРУ-172.

В таблице 15 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 15 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240	0-300	240	7,04	1770	30-55	85-210	65-272
ДРУ-240	300-1577	240	7,04	1770	30-55	85-210	65-272
ДРУ-172	1577-2900	172	6,4	1020	19-38	180-230	104-180

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.

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

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

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

Последовательно расположенные секции БТ одного наружного диаметра - ступень КБТ.

Бурильная колонна предназначена в общем случае для:

1. Передачи вращения от ротора к долоту.
2. Восприятия реактивного момента забойного двигателя.
3. Подвода промывочной жидкости к забойному двигателю, долоту, забою скважины.
4. Создания осевой нагрузки на долото.
5. Подъема и спуска долота и забойного двигателя.
6. Проведения вспомогательных работ.

Исходя из назначения, требования к бурильной колонне сводятся к следующим:

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

В процессе бурения на бурильную колонну действуют различные силы и моменты. К ним в общем случае относятся:

- растягивающие силы от собственного веса;
- растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте;
- силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости;
- силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения)
- силы инерции как самой колонны, так и промывочной жидкости;
- изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины;
- изгибающий момент за счет потери колонной прямолинейной формы;
- динамические составляющие продольных и поперечных сил, изгибающего и крутящего моментов за счет различного рода колебаний колонны.

Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

В связи с тем, что при проектировании и расчетах бурильной колонны практически невозможно учесть все нагрузки, а некоторые из них не поддаются точному определению, поэтому рассматриваются только основные, наиболее существенные и опасные. К их числу относятся растягивающие силы, крутящий и изгибающие моменты, наружное и внутреннее избыточные давления промывочной жидкости.

Таблица 16 – Соотношение диаметров долот и УБТ.

Диаметр долота, мм	Диаметр УБТ, мм
190,5	159 (146)
215,9	178 (159)
244,5	203 (178)
269,9	219; 229 (203)
295,3; 320	229; 245; 254 (219; 229)

Исходя из диаметра долота $D_d = 215,9$ мм выбирается наружный диаметр основной ступени УБТ $D_{01} = 178$ мм (внутренний диаметр 80 мм, вес 1 м 155,9 кгс).

Жесткость на изгиб ступени должен быть не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение. В противном случае при спуске обсадной колонны возможны посадки. Проверяется условие:

$$D_{01}/D_{ок} \geq \{[1 - ((D_{ок} - 2\delta_{ок})/D_{ок})^4] / [1 - (d_{01}/D_{ок})]\}^{0.25} \quad (8)$$

где D_{01} и d_{01} - соответственно наружный и внутренний диаметры основной ступени УБТ, мм;

$D_{ок}$ и $\delta_{ок}$ - соответственно наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

$$178/146 \geq \{[1 - ((146 - 2 \cdot 8,5)/146)^4] / [1 - (80/146)]\}^{0.25}$$

$$1,22 \geq 0,9$$

$$l_{01} = 1/q_{01} [K_d \cdot Q_d / (1 - \gamma_{ж}/\gamma_0) - (Q_{зд} + Q_c + q_{02} \cdot l_{02})], \quad (9)$$

где Q_d - осевая нагрузка на долото, кгс;

q_{01} - вес 1 м основной ступени УБТ, кгс/м;

K_d - коэффициент осевой нагрузки на долото, для турбинного бурения $K_d = 1,175$;

γ_0 - удельный вес материала УБТ, гс/см³;

$\gamma_{ж}$ - удельный вес бурового раствора, гс/см³;

$Q_{зд}$ - вес забойного двигателя, кгс;

Q_c - вес элементов КНБК за исключением забойного двигателя и УБТ, кгс;

l_{02} - длина переходной ступени УБТ м;

q_{02} - вес 1 м переходной ступени УБТ, кгс/м.

$$l_{01} = 1/155,9 \cdot [1,175 \cdot 18004 / (1 - 1,14/7,85) - (1000 + 250 + 79,8 \cdot 8)] = 18 \text{ м};$$

Таблица 17 – Секции и типы бурильных труб.

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178х80	80	18	2970
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127 9,19 (Л)	139,7	500	13335
2	ЛБТ 147х13	147	950	19852
3	ТБПК 127 9,19 (Л)	139,7	1486	39691

Таблица 18 - Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Расчет на наружное избыточное давление			
P_n , кгс/мм ²	3.70	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)	
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6.24		
$P_{кр}/P_n$	1.68		
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя			
$Q_{КНБК}$, кгс	11842	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)	
K	1.15		
ΔP , кгс	11.1		
F_k , мм ²	6218	Да	Нет
σ_T , кгс/мм ²	32		

Таблица 19 - КНБК для бурения под направление.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	300	Долото СЦВ 393,7	171	0,53	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			ВЗД ДРУ-240	1770	7,04	
			УБТ-203	1917,1	9	
			Калибратор ЛС 393,7	390	1,1	
			УБТ-203	1917,1	9	
			Переводник П	50	0,7	
			УБТ-178х80	2970	18	
			ТБПК 127 9,19 (Л)ост	3339	125	
Σ				10754,2	300	

Таблица 20 - КНБК для бурения под кондуктор.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	300	1577	Долото БИТ 295,3 ВТ	68	0,4	Бурение участка под кондуктор
			ВЗД ДРУ-240	1770	7,04	
			Клапан обратный	0,3	0,9	
			ПК	50	0,7	
			УБТ 178х80	2970	18	
			ЛБТ 147х13	8640	432	
			ТБПК 127 9,19 (Л) ост	19208	1119	
Σ			33516,3	1577		

Таблица 21 - КНБК для бурения под ЭК.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1577	2900	Долото БИТ 215,9 ВТ	36	0,3	Бурение участка под кондуктор
			ВЗД ДРУ-172	1020	6,4	
			Клапан обратный	0,3	0,9	
			ПК	50	0,7	
			ТБПК 127 9,19 (Л)	13335	500	
			УБТ 178x80	2970	18	
			ЛБТ 147x13	19852	950	
			ТБПК 127 9,19 (Л)	39691	1486	
Σ				62348	2961	

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Эффективность бурения скважин во многом определяется составом очистного агента, а также схемой и режимом промывки скважины. Очистные агенты выполняют следующие основные функции при бурении скважин:

- удаление с забоя частиц разрушенной породы (шлама) и транспортирование (вынос) шлама на поверхность;
- охлаждение породоразрушающего инструмента (ПРИ);
- при бурении с использованием гидравлических забойных двигателей (ГЗД) поток бурового раствора выполняет еще одну основную функцию - переносит к ним энергию от буровых насосов.

К числу дополнительных функций бурового раствора относятся следующие:

- обеспечение устойчивости горных пород в околоствольном пространстве скважины;
- создание равновесия в системе «ствол скважины - пласт», то есть предупреждение флюидопроявлений (поступлений в скважину газа, нефти, воды) и поглощений (ухода бурового раствора из скважины вглубь проницаемых пластов);
- удержание частиц шлама во взвешенном состоянии при остановках циркуляции;
- снижение сил трения между контактирующими в скважине поверхностями и их износа.

При этом в любых условиях буровой раствор должен удовлетворять еще и целому ряду требований:

- активизировать процесс разрушения горных пород на забое;
- не вызывать коррозии бурового оборудования и инструмента;
- максимально сохранять естественную проницаемость продуктивных горизонтов (коллекторские свойства пород);

- не искажать геолого-геофизическую информацию;
- быть устойчивым к возмущающим воздействиям, т.е. к обогащению частицами разрушаемых пород, электролитной агрессии, высоким и низким температурам, действию бактерий и др.;
- быть безопасным для обслуживающего персонала, экологически безопасным для компонентов окружающей природной среды и «рентабельным», т.е. обеспечивающим максимально возможное снижение стоимости 1 м бурения или себестоимости 1 т (1 м³) нефти (газа).

Таблица 22 - Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м		
от	до									
0	300	1,3	3	9,81	1121	2200	1,3	0,015		
300	1577	1,6	9,5	9,81	1121	2230	1,25	0,008		
1577	2900	1,2	27,94	9,81	1076	2400	1,25	0,003		
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС _{1,Д} Па	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	300	1,121	40	146	24	8,35	8-9	2	20	9
300	1577	1,121	60	70	24	8,35	9	2	40	9
1577	2900	1,076	40	25	23	8,6	8-9	1	50	7

Таблица 23 – Тип и компоненты бурового раствора.

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	300	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ, Барит Na_2CO_3
300	1577	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700, Барит
1577	2900	Полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, НТФ, NaOH, POLIPAK-R, ФК-2000 плюс, KCL, Na_2CO_3 , ШЦ-700

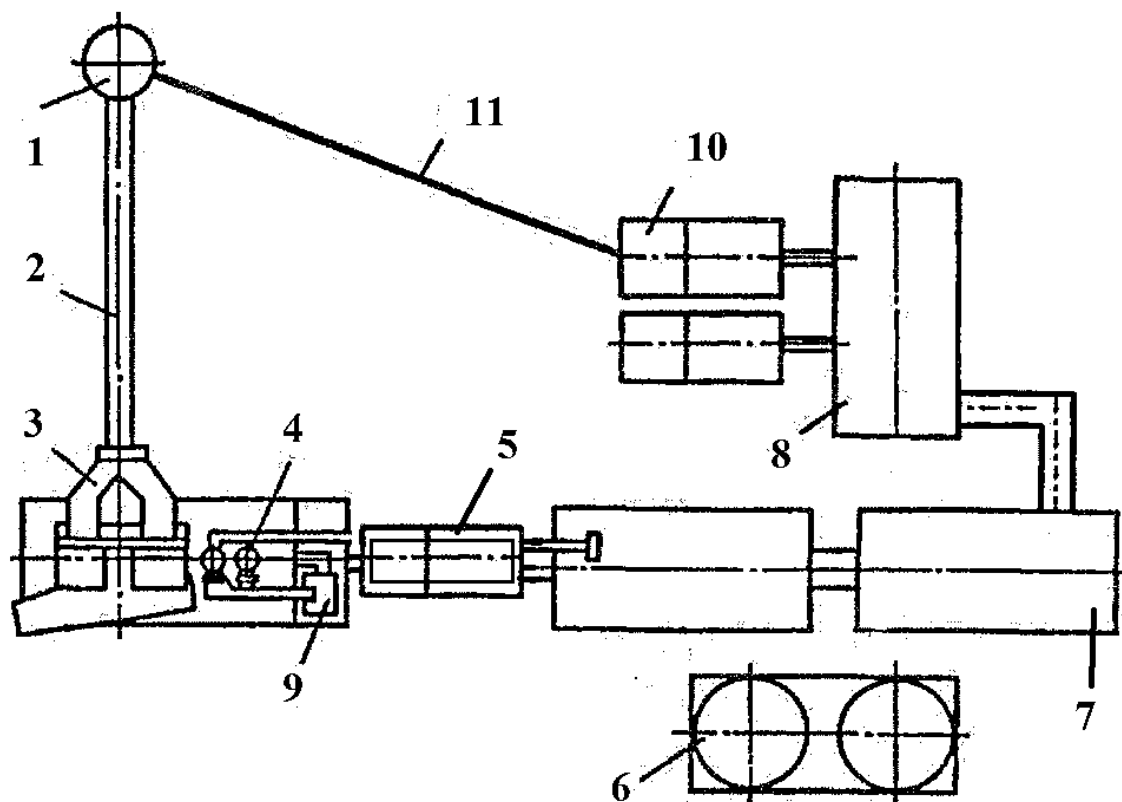


Рисунок 4 - Схема очистки бурового раствора:

1- устье скважины, 2-желоб, 3-вибросита MISwacoMongoosePT, 4-гидроциклоны (песко-,ило-отделители) MISwaco, 5- центрифуга высокой комплектации GNLW, 6-блок приготовления бурового раствора (гидроворонка, механический перемешиватель), 7, 8- емкости для химической обработки, 9- шламовый насос, 10- буровой насос УНБ-600, 11- манифольд

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 гидравлической программы промывки скважины

Таблица 24 – Гидравлическая программа промывки.

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гр}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
2900	0,2159	1,25	28,96	52,96	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,01296	УНБ-600	0,0055	0,009	20	1076
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТ 178x80	0,178	18		0,080	
ЛБТ 147x13	0,147	950		0,013	
ТБПК 127 9,19 (Л)	0,127	1932		0,009	

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.

2.4.1. Расчет обсадных колонн.

Таблица 25 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продажной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1387,5
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	866	глубина скважины, м	2900
высота столба буферной жидкости h_1 , м	750	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	250
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_d , м	1853

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

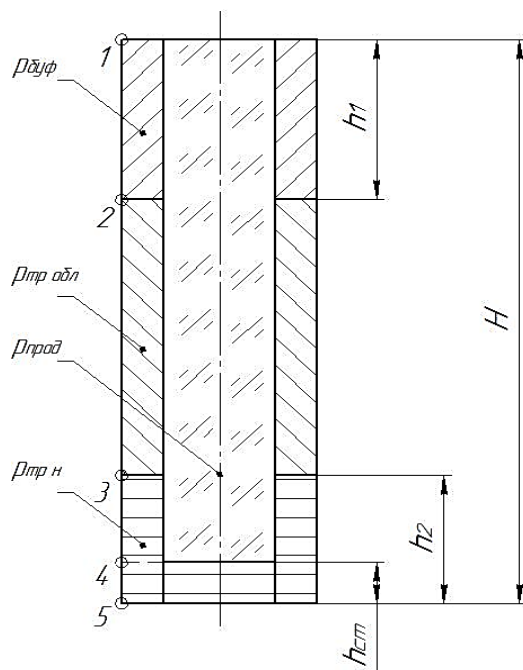


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

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	750	2650	2890	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,75	10,25	12,375	12,475

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.

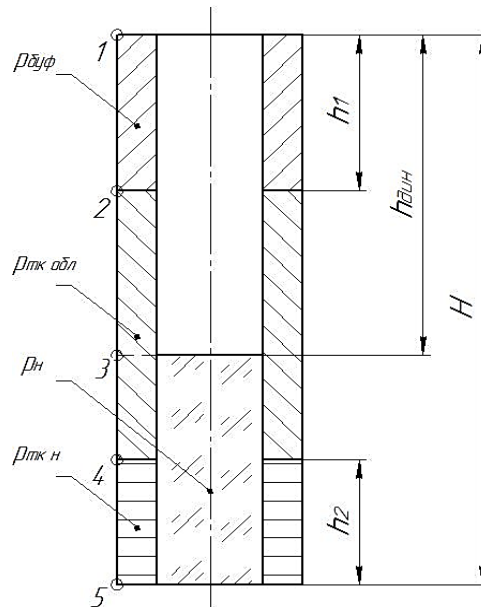


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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 в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	750	2650	2890	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,25	20,658	22,722	24,02

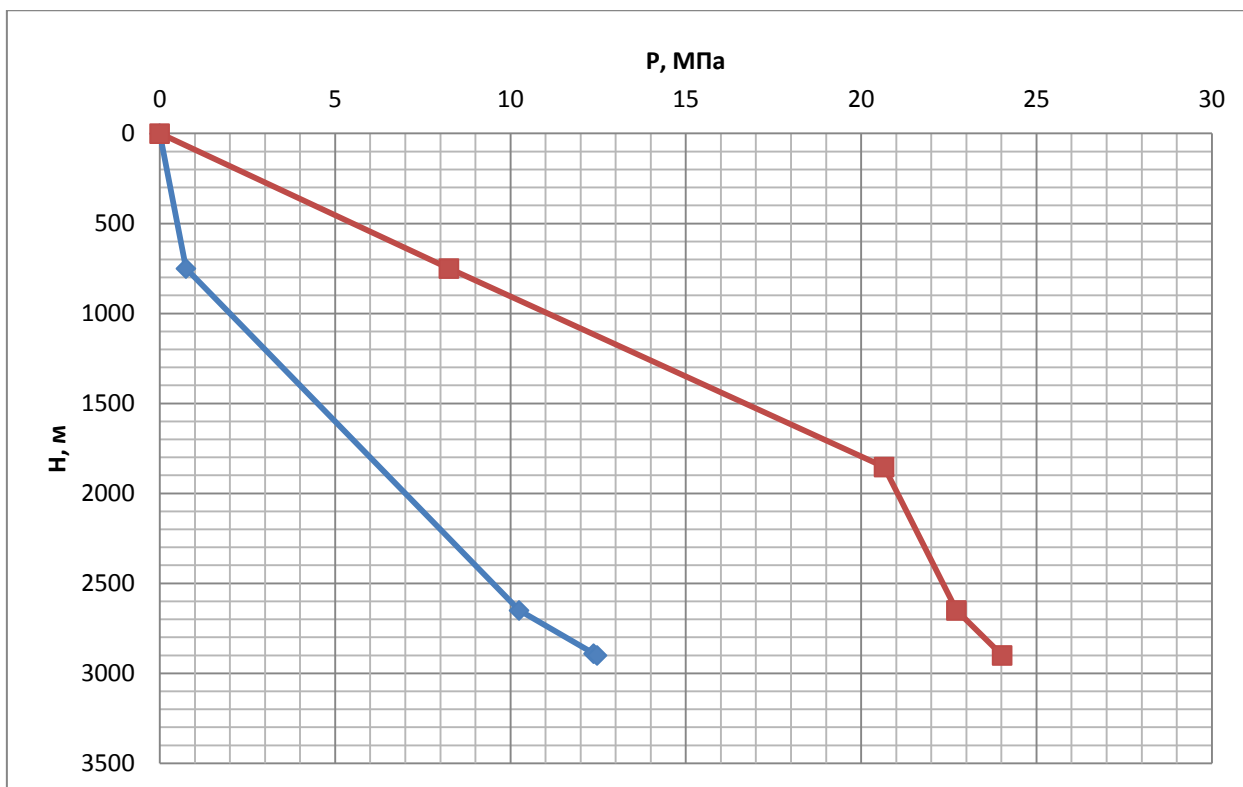


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

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

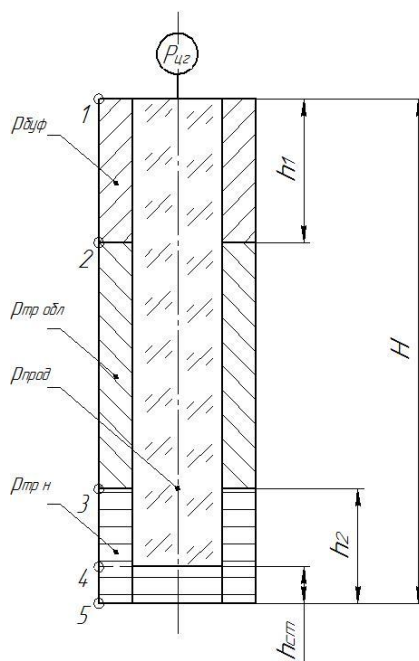


Рисунок 8– Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

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	750	2650	2890	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	21,975	21,225	17,725	9,685	9,685

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

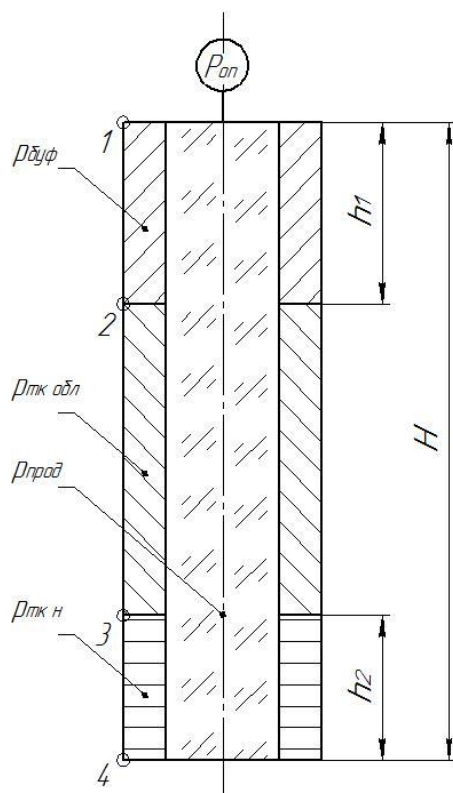


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 4,86 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	750	2650	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	4,86	4,77	1,735	0,766

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 10.

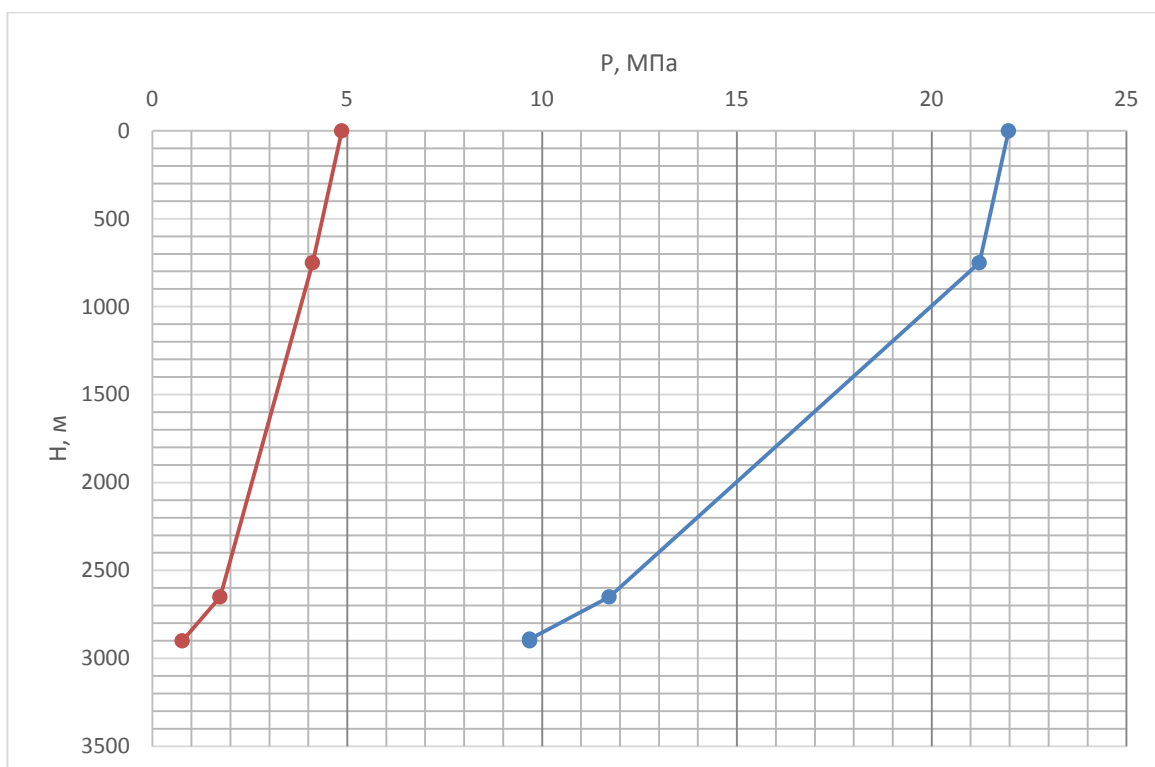


Рисунок 10– Эпюра внутренних избыточных давлений

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
				1 м трубы	секций	
1	Д	10,4	1955	43,55	87796	945-2900
2	Д	9,2	900	38,96	35064	0-900
3	Д	8,1	300	34,47	10341	0-300

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (10)$$

48,14 < 52,96 МПа. Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 31.

Таблица 31 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	3,35	4560	3,46
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	57,81	51537	31,21
Сумма	39,4	56097	34,66

2.4.2.3. Расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	26,32
Продавочная	72,86

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 11 приведена спроектированной технологическая схема с применением осреднительной емкости.

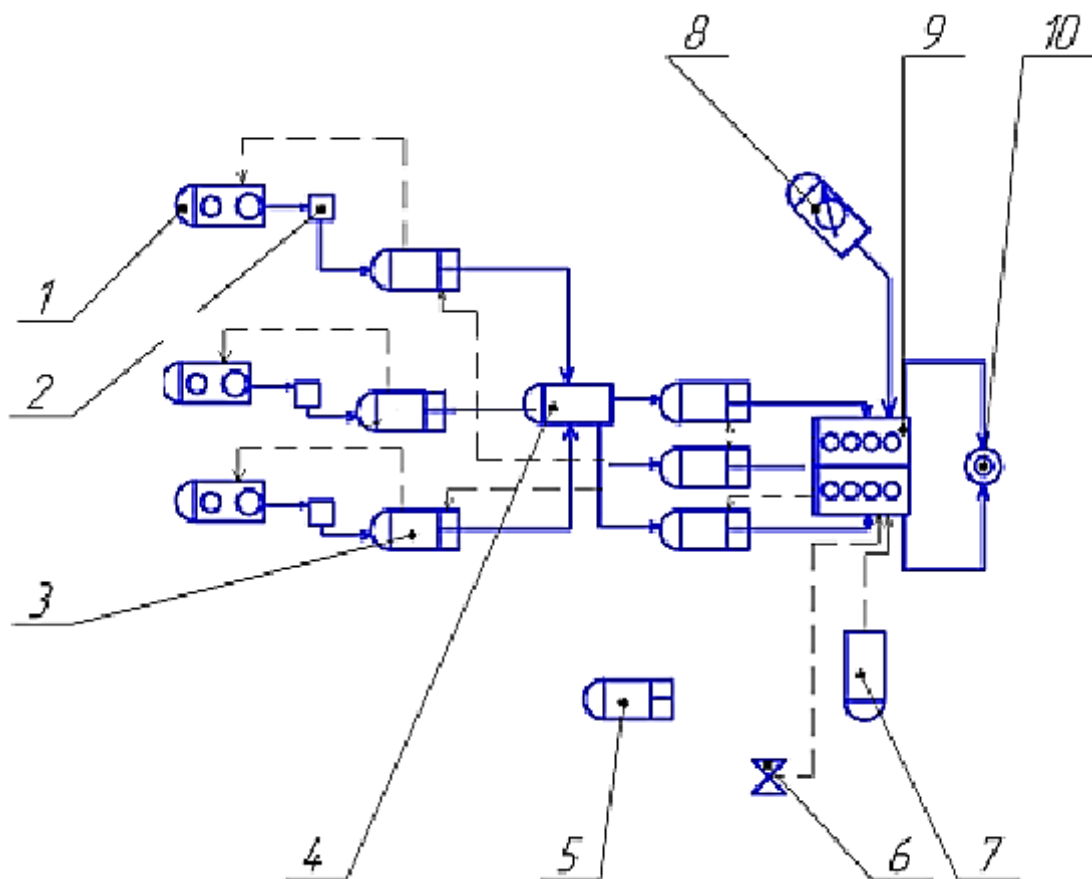


Рисунок 11 - Технологическая схема обвязки цементируочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементируочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
- 5 – цементируочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия;
- 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 12.

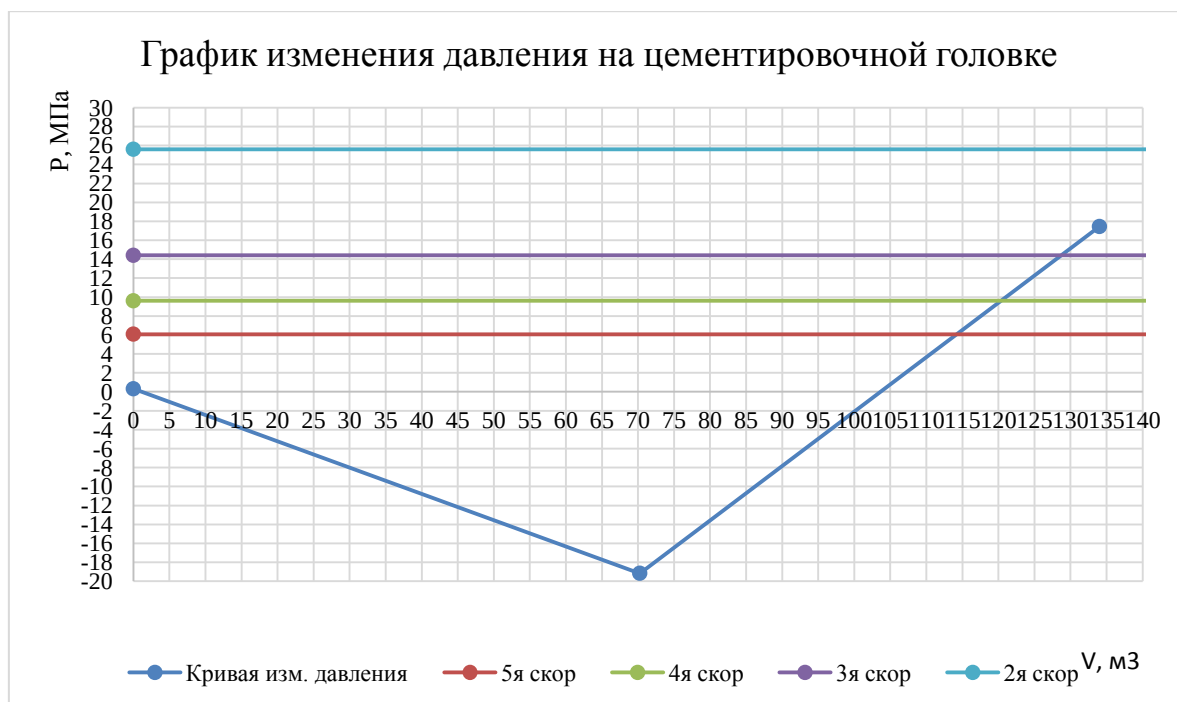


Рисунок 12 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 32 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 33 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	114,0
IV	6
III	14,017

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 88мин

2.4.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать пулевой перфоратор ПБ-2 (рис.13). Интервал перфорации составляет 7,2 м. Поскольку мощность пласта составляет 53 м, то требуется не менее пяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта .

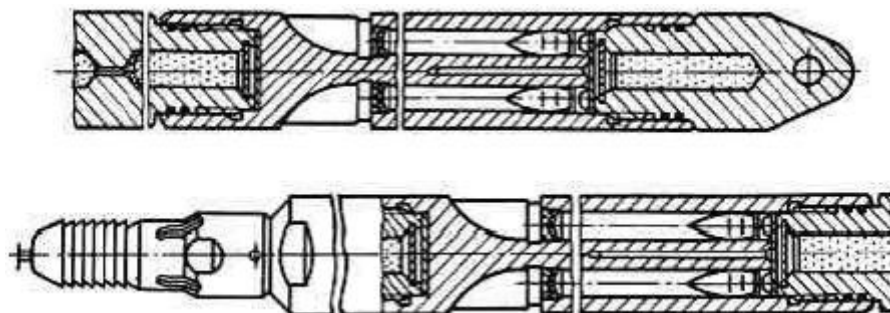


Рисунок 13 – Пулевой перфоратор

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи процесса свабирования, путем снижения гидростатического уровня жидкости. Устройства для отбора жидкости называется сваб (поршень) (рис.14). Перемещаясь вниз, поршень пропускает через себя жидкость, при подъёме вверх - клапан закрывается, и весь столб жидкости, оказавшийся над ним, поднимается вместе с поршнем, а затем и выбрасывается из скважины на дневную поверхность.

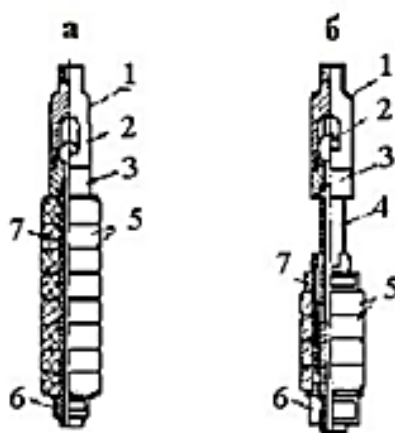


Рисунок 14 – Принципиальная конструкция сваба

а – сваб упрощенной конструкции, б – сваб с двойным проходным отверстием, 1 – клапан тарельчатый, 2 – клапан шаровый, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – резиновая манжета, 6, 7 – гайки.

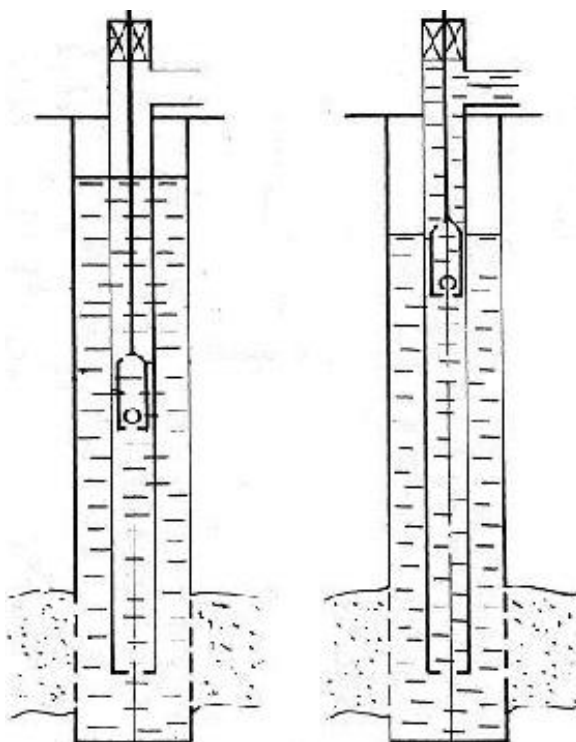


Рисунок 15 - Процесс свабирования скважины

Данный выбор вызова притока обусловлен тем, что в настоящее время свабирование является технологически простым, экономичным и наиболее экологически безопасным методом работы на скважине.

2.4.5. Выбор буровой установки

Выбор БУ проводится по её номинальной грузоподъемности исходя из наиболее тяжелой компоновки бурильной колонны. Расчет максимальных нагрузок действующих на крюк производится из учета, что при прихватах и затяжках в процессе спуска и подъема колонны необходимо приложить дополнительные усилия. Расчет производится по следующей формуле:

$$P = K \cdot Q, \quad (11)$$

где: Q – масса наиболее тяжелой колонны, кН;

K – коэффициент учитывающий увеличения веса колонны при ликвидации прихвата, $K = 1,5$.

$$P = 1,5 \cdot 861 = 1291,5 \text{ кН},$$

Учитывая максимальную нагрузку на крюке, а также то, что площадь ведения буровых работ заболочена и район не обеспечен электроэнергией, глубина скважин превышает 3000 м, выбирается буровая установка типа БУ Уралмаш 3000ЭУК-1М грузоподъемностью 2000 кН. Данная буровая установка состоит из следующих основных блоков: вышечно – лебедочного, насосного и силового.

Основные технические характеристики RT50/3150LD:

Условная глубина бурения, м	2000-3200
Допустимая нагрузка на крюке, кН (тс)	2000 (200)
Оснастка талевой системы	5×6
Диаметр талевых канатов, мм	28
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Число основных буровых насосов, шт	2
Высота основания, м	7,2

3. Специальная часть.

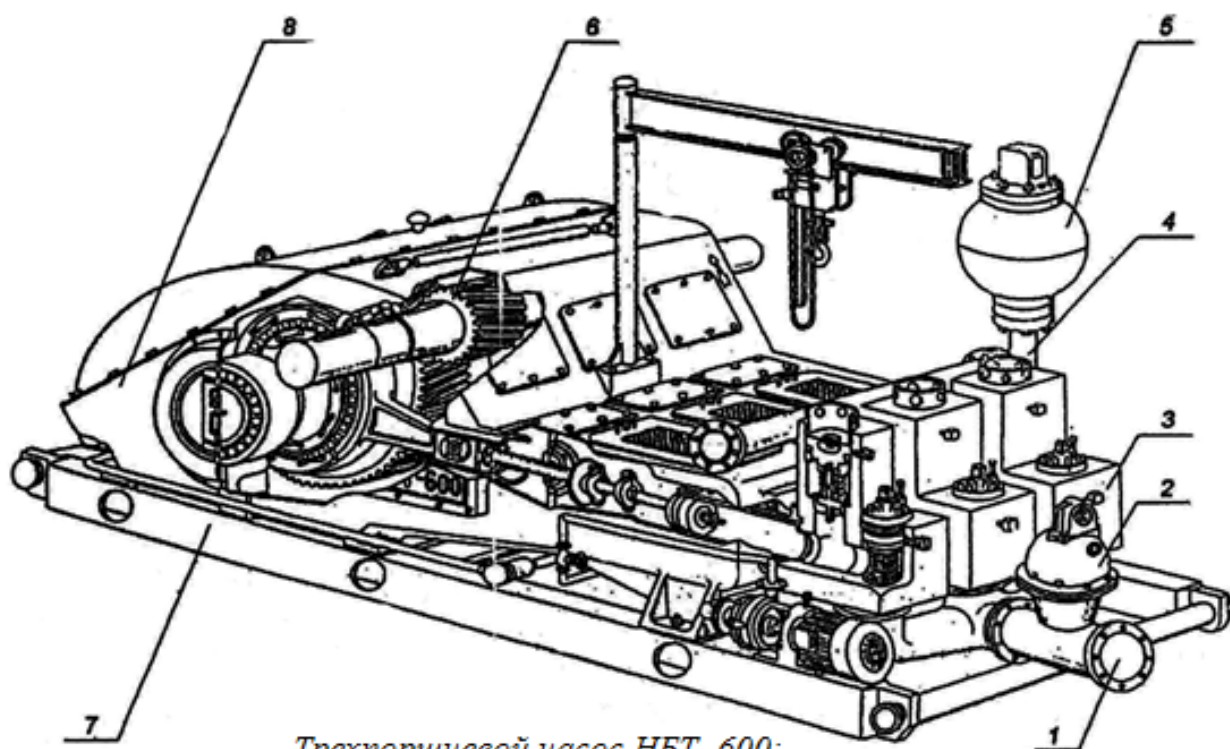
3.1. Сравнение буровых насосов.

Буровой насос — насос, применяемый на буровых установках с целью обеспечения циркуляции бурового раствора в скважине. Для промывки используется высокое давление, которое создаёт этот насос.

Насосы бывают 2 видов:

1. Двухпоршневые насосы двойного действия
2. Трёхпоршневые насосы одностороннего действия

Сравним насосы трёхпоршневого типа мощностью 600 кВт.



Трёхпоршневой насос НБТ- 600:

- 1- всасывающий коллектор; 2- компенсатор низкого давления;
3- гидравлическая коробка; 4- нагнетательный коллектор;
5- компенсатор высокого давления; 6- трансмиссионный вал;
7- рама насоса; 8- станина насоса;*

Рисунок 16 – Составляющие бурого насоса.

Рассмотрим насосы марок:

- НБТ-600,
- УНБТ-600L,
- 8-P-80 TRIPLEX,
- F-800 Emsco

Характеристика насосов:

Таблица 34 – Характеристики буровых насосов.

Параметры	Типы, марка насосов, фирма - производитель			
	НБТ-600 (ВЗБТ)	УНБТ-600L (Уралмаш)	8-P-80 TRIPLEX (NOV, США)	F-800 Emsco (Китай)
Р, кВт	600	600	597	597
Рполез., кВт	523	495	529,6	475
Наиб.подача, л/с	45	49,6	34,2	38,5
Предельное давление, МПа	25	32	34,5	34,5
Число ходов в мин, тах	145	140	160	150
Длина хода поршня, мм	250	250	216	229
Масса, кг	13701	12000	12233	12546
удельная энергонасыщенность, вт/кг	44	50	49	47

Изучая принципиальные схемы и чертежи различных насосов можно сделать следующие выводы:

1) Разные показатели удельной энергонасыщенности у отечественных насосов определяются существенными различиями конструктивного исполнения как их гидравлической, так и приводной части. Например, в конструкции насосов

ВЗБТ предпочтение отдано соосному расположению нагнетательного и всасывающего клапанов, а в конструкции насосов УРБО предпочли L-образное. В приводной части насосов ВЗБТ использована косозубая передача, а в насосах УРБО – шевронная. Есть и другие различия в конструктивных и технологических решениях, эффективность которых можно оценить комплексно на основе статистической обработки данных об экономичности в изготовлении изделий и их надежности и в эксплуатации.

2) В зарубежных фирмах (NOV) развивается тенденция отказа от клиноременных и цепных передач от двигателя к трансмиссионной части насоса и переход на зубчатые (цилиндрические или планетарные). Такое решение повышает долговечность и безотказность насосов, делают их более компактными.

3) В отечественной практике имеют место довольно успешные попытки применения для промывки скважин при бурении плунжерных триплекс – насосов завода «Синергия», предназначенных для цементируемых агрегатов. Эти насосы при равных значениях мощности, подачи и давления, в 4-5 раз легче трехпоршневых аналогов. Однако технология изготовления высокоточных плунжерных пар представляется достаточно дорогой. А их ресурс в эксплуатации предположительно невелик в условиях циркуляции агрессивных сред.

4) В зарубежной практике в натурном варианте реализован инновационный проект по созданию вертикального шестипоршневого бурового насоса мощностью 1894 кВт, позволяющего практически исключить пульсацию бурового раствора (National Oilwell Varco Hex II Pump). Подача такого насоса превышает 65 л/с, развивается максимальное давление 51,7 МПа. Длина хода 11.8" (300 мм).

Заключение: в отечественной и зарубежной практике накоплен значительный опыт совершенствования существующих буровых насосов, разработки и создания принципиально новых их конструкций, что позволяет ожидать в недалеком будущем появления насосов более высокого технического уровня.

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:

$$N_{\text{СП}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (12)$$

$$N_{\text{ПОД}} = \frac{N_{\text{СП}} + h}{L}, \quad (13)$$

$$T_{\text{СП}} = \frac{N_{\text{СП}} \cdot T_{\text{1СВ}}}{60 \text{ час}}, \quad (14)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{N_{\text{ПОД}} \cdot T_{\text{1СВ}}}{60 \text{ час}}, \quad (15)$$

В таблице 35 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 35 - Данные и результаты расчета СПО

	Направление	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, п(шт)	2	3	4
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	0	300	1577
Конечная глубина интервала, Н ₂ (м)	300	1577	2900
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	70,06	125,07	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	285	285	285
Длина свечи, L(м)	25	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	12	63,08	116
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	12	63,08	116
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1СВ} (мин)	2,5	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{СП} (час)	0,32	4,9	15,9
Время подъёма свечей, T _{ПОД} (час)	1,27	4,9	15,9
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	46,55		

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

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час ,} \quad (16)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (17)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (18)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (19)$$

Таблица 36-Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	3420
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	323,4
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , t _{ПВР} (час)	52,8
Календарное время бурения, Т _К (час)	1413,5
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	12
Механическая скорость бурения, V _М (м/час)	10,6
Рейсовая скорость бурения, V _Р (м/час)	8,1
Коммерческая скорость, V _К (м/ст.мес)	1742
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	285

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 –

Таблица 37 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	108,8	30	4	58,9	-	15,9
Передвижка 15 м	77,6	1,6	1,2	58,9	-	15,9
Сдвигка 10 -20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 38 –продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе			
		Термокейс	Кондуктор	Техническая	эксплуатационная
Бурение	42,5	1,1	3,2	11,5	26,7
Крепление	16,4	1,4	3,4	3,9	7,7
Всего	58,9	2,5	6,6	15,4	34,4

Таблица 39 -Линейно-календарный график работ

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-1 мес; передвижка- 0,05 мес.												
Буровые	Строительство скважины-1,96 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,53 мес.												
Вышкомонтажные	Сдвигка 15 м, демонтаж-0,5 мес.												

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:

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

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 40 - 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	17633500	17633500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	3420	45500	155610000
	3.Работы по креплению	ч	393,6	32450	12772320
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000
	Итого полевых работ: Σ1				174590875
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	2095090
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2618863
	Итого расходов А: Σ 2				179304828
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	35860965
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	23309627
	Итого расходов Б: Σ 3				59170592
	Итого основных расходов А+Б				238475421
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	33386558

3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	40779297
	Итого по расчету:				312641276
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1396727
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	5379144
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	14344386
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8965241
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	7154262
ИТОГО себестоимость проекта					349881037
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					412859624

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании бурового оборудования, таблица 41.

Таблица 41 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Вредные	Опасные	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Неудовлетворительные метеорологические условия	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Недостаточная освещённость	Поражения электрическим током	
	Повышенные уровни шума и вибрации	Пожаро-взрывоопасность	
	Запыленность и загазованность		

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве наклонно-направленной скважины на Западно-Лугинецком месторождении

Неудовлетворительные метеорологические условия.

Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте. Работы производятся в плохих климатических условиях на открытом воздухе – воздействие пониженных температур, атмосферных осадков (дождь, снег, град) и ветра (таблица 42).

Таблица 42 – Режим работ на открытой территории в климатическом регионе IА «особый» (работа категории IIа - IIб)

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется <*>											
-15	не регламентируется <*>										154	1
-20	не регламентируется <*>						180	1	130	1	98	2
-25	не регламентируется <*>				150	1	114	1	90	2	72	2
-30	150	1	130	1	103	2	83	2	68	2	63	3
-35	106	1	95	2	79	2	66	3	55	3	47	4
-40	82	2	75	2	64	3	54	3	46	4	40	4
-45	67	3	62	3	53	3	46	4	40	4	35	5

Примечание:

а - продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин.;

б - число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.

<*> Отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении.

Недостаточная освещенность:

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Таблица 43 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, Лк	Норма, Лк
1	2	3	4	5

Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полы верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола по-латей, под углом 50°	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Повышенные уровни шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 44 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 45 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	Покаждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

Запыленность и загазованность

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 респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад хим реагентов необходимо располагать по розе ветров.

Таблица 46– ПДК вредных веществ в воздухе

Вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³
Оксид углерода	5,00	3,00
Оксид азота	0,085	0,04
Углеводороды	5,00	1,50
Оксид марганца	0,01	0,001
Сажа (копоть)	0,15	0,05
Метан (для скважин)	50,00	-
Сероводород	10	0,008

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.
5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Поражения электрическим током:

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для

цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с

напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

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

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

Пожаро-взрывоопасность:

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

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

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной

безопасности;

3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

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

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов

и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

5.2. Экологическая безопасность

5.2.1. Мероприятия по защите атмосферы

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

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и

действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

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

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей).

Таблица 47 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды)	3,4035	

	СН)		
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0.1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементировании скважин.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

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

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

В качестве без реагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

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

Таблица 48 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м³/час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	- строительно-монтажных работ;	100,00	В период строительно-монтажных	Для сбора технологических вод под вышечным,

	- бурения и крепления;	3506,16	работ, в период бурения, период испытания скважины	силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклонам к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительно-монтажных работ;	112,89	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях Мероприятия по устранению ЧС ГНВП:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

Предприятия и организации должны разрабатывать и реализовывать систему оперативного производственного контроля по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов по всему циклу работ, связанных со строительством и эксплуатацией скважины.

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности основных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ предприятия и организации нефтегазодобывающей промышленности обязаны заключать с

профессиональными противofонтанными службами договоры на обслуживание или создавать (в случаях, предусмотренных законодательством) собственные профессиональные аварийно-спасательные службы (формирования). Предприятия и организации могут создавать нештатные аварийно-спасательные формирования из числа своих работников.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов

Согласно инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98, при появлении признаков поступления пластового флюида в скважину (перелив бурового раствора, увеличение его объема в емкостях, несоответствие расчетного и фактического объемов доливаемого (вытесняемого) раствора при СПО) подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве.

После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

Ликвидация газонефтеводопроявлений производится с использованием стандартных методов (с учетом фактических условий) под руководством ответственного лица, имеющего необходимую квалификацию.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;

- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противопожарной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на

металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

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

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Таблица 49 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Таблица 50- Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

Таблица 51- Нормативно-правовые акты в области охраны окружающей среды

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 17.1.1.04-80	Охрана природы. Гидросфера. Классификация подземных вод по целям водопользования
ГОСТ 17.1.3.05-82	Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 17.1.3.12-86	Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше
ГОСТ 17.2.1.01-76	Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу
ГОСТ 17.2.3.02-78	Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
ГОСТ 17.5.1.01-83	Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения
СанПиН 2.1.6.575-96	Атмосферный воздух и воздух закрытых помещений, санитарная охрана воздуха. Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населенных мест.
СанПиН 2.1.7.1322-03	Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления
СанПин2.2.1/2.1.1.1031-01	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

Заключение

Рассмотренная тема в дипломном проекте: «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины, глубиной 2900 метров, на Западно-Лугинецком месторождении (Томской области).

В геологической части представлены географо-экономические характеристики района работ, геологические условия бурения, зоны возможных осложнений.

В технической части произведен выбор конструкции и профиля проектируемой скважины. Подобраны типоразмеры долот по интервалам бурения, выбраны режимы бурения для каждого интервала, способ бурения и тип забойного двигателя. Выявлены критерии рациональной отработки долот. Были разработаны мероприятия для предупреждения геологических осложнений и аварий при сооружении скважины. Так же был произведен расчет бурильной и обсадной колонн, цементирования скважины. Исследована технология спуска обсадной колонны и освоение скважины. Буровая установка была выбрана по наибольшему весу из рассчитанных колонн.

В части финансового менеджмента рассмотрена структура и организационные формы бурового предприятия, выполнен расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины, рассчитана сметная стоимость сооружения скважины, разработан календарный план-график строительства скважины.

Исследованы вопросы по охране окружающей среды, безопасности в рабочей зоне и рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации.

В соответствии с методическими указаниями и требованиями ГОСТов выполнен дипломный проект.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
3. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
4. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-679 с.
5. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
6. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-670 с.
7. Г.Д. Бредо. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1990.
8. Д.Ф. Болденко, Ф.Д. Болденко, А.Н. Гноевых. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.
9. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
10. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
11. В.И. Нифатов. Вскрытие продуктивных пластов при строительстве и ремонта скважин. Под ред. К.М. Тагирова. – М.: изд. ООО «ИРЦ Газпром», - 2002. – 61 с.
12. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
13. С.И. Грачев, М.С. Бахарев. Технология бурения скважин в Западной Сибири. Раздел 15. 40 с.
14. Лисичкин С.М., Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности, М.-Л., 1954

15. Регламент на сборку и эксплуатацию низа компоновок бурильных колонн и НКТ при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов, освоение и КРС. ООО «Пурнефтегаз-Бурение». Утв. гл. инженером С.А. Симаковым. 2002.
16. Проектирование скважин. Проектирование КНБК. Глава 2. Раздел 3. 13 с.
17. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. доктора технических наук Коротаева Юрия Арсеньевича. – Пермь, 2003. – 386 с.
18. ГОСГОРТЕХНАДЗОРРОССИИ. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ08-624-03). ПИО ОБТ. М.-2003
19. Спичак Ю.Н., Ткачев В.А., Кипко А.Э., Охрана окружающей среды и рациональное использование месторождений полезных ископаемых. – Учебник для горных техникумов – М.:Недра, 1993 г.
20. Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. - Монография/М., Недра, 1981, — 256 с.
21. ИПБОТ 028-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО) при помощи УПОП (устройство перемещения оборудования противовыбросового)
22. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
23. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с