

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

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2470 МЕТРОВ НА СЕВЕРНО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 4093)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Мельников М.А		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бойко И.А			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск–2017 г.

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:

И.о.зав. кафедрой

_____ к.т.н. Ковалев А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
З-2Б32Т	Мельников Михаил Анатольевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2470 М НА СЕВЕРО – ОСТАНИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники.
---	--

<i>среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
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. Компоновка низа бурильной колонны для интервала 1250-2470 метров.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Мельников Михаил Анатольевич		

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	
	Специальная часть	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит **97** страниц, **48** таблицы, **22** рисунков, **2** листа графического материала, **33** литературных источника.

Ключевые слова: СКВАЖИНА, ДОЛОТА, РАСХОД, РАСЧЕТ, ПРОВОДКА, СЕВЕРО - ОСТАНИНСКОЕ, БУРЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, КОНСТРУКЦИЯ, РЕЖИМ.

Объектом исследования являются: разработка технологии бурения эксплуатационная наклонно-направленная скважина для добычи нефти на Северо - Останинском месторождении.

Цель работы – разработка техники и технологий бурения эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2470 метров по вертикали на Северо - Останинском месторождении.

Данная работа выполнена по горно-геологическим материалам на Северо - Останинском месторождения.

В результате выполненной работы была спроектирована конструкция и технология строительства скважины глубиной 2600 метров по стволу.

В дипломной работе были выявлены следующие показатели: уменьшение затрат на строительство скважин с применением БИТ долот, увеличение скорости на строительство скважины, сокращение сроков на освоения скважины, состав эффективного бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
I. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	11
1.1 Географо-экономическая характеристика района	11
1.2 Геологические условия бурения	14
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	22
1.4 Зоны возможных осложнений	23
1.5 Исследовательские работы	25
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	26
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	26
2.2 Обоснование конструкции скважины	27
2.2.1 Выбор конструкции эксплуатационного забоя	27
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	30
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	31
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	31
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	32
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	33
2.3 Углубление скважины.....	34
2.3.1 Выбор и обоснование способа бурения	34
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	34
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	35
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	37
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	37
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	39
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	40
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	44
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	46
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	47
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	47
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений	47
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений.....	50
2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине	53
2.5 Расчет процессов цементирования скважины.....	53
2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	53
2.5.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	53
2.5.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей.....	54

2.5.4	Гидравлический расчет цементирования скважины.	55
2.6	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	56
2.7	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	57
2.8	Выбор и обоснование буровой установки, ее комплектование и расчет режимов СПО и оснастки талевого системы	57
3	СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	59
3.1	Взрывной способ бурения	55
3.2	Термический способ бурения	60
3.3	Электроимпульсным способом бурения	67
	Вывод.....	68
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	74
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	74
0,21		78
4.2	Расчет сметной стоимости сооружения скважины	80
5	Социальная ответственность при бурении нефтяных и газовых скважин.	82
5.1	Производственная безопасность.....	82
5.1.1	Анализ опасных и вредных факторов при бурении скважины.	82
5.1.2	Анализ опасных и вредных факторов на рабочем месте.	83
5.1.3	Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов	83
5.2	Экологическая безопасность.....	87
5.2.1	Анализ возможного влияния при бурении на окружающую среду.	87
5.2.2	Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду.	88
5.2.3	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	89
5.3	Безопасность чрезвычайных ситуациях.	92
5.3.1	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин.	92
5.3.2	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при бурении скважин.	93
5.3.3	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	93
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	96
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.	96
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.	97
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	99
	Список использованной литературы	100

ВВЕДЕНИЕ

В условиях Российской Федерации нефтегазодобывающая индустрия является ведущей отраслью промышленности. Развитие научно– технического прогресса формирует необходимость решения возникающих проблем. В развитие нефтегазодобывающей отрасли и разведке новых месторождений используются крупные материальные и денежные средства. Наиболее капиталоемкой отраслью нефтегазодобывающей индустрии представляет - бурение скважин.

С целью скорейшего формирования и стабильности экономики страны следует увеличить эффективность и качество бурения. Данная цель содержит в себе повышение скоростных характеристик бурения и повышение качества буровых работ.

Важное значение и увеличение качества буровых работ отводится буровым растворам. От нужного выбора бурового раствора зависит скорость бурения, прочность стенок скважины и качества вскрытия горизонта и продуктивного пласта, работостойкость и износоустойчивость бурового оборудования и инструмента.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной наклонно- направленной скважины. Проект рассмотрел в себе решения во всех основных сферах проектирования. Раздел включающий специальную часть рассматривает «Немеханические виды способов бурения».

I. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономическая характеристика района .

Северо - Останкинское месторождение – это газонефтеносный участок, который расположен в Томской области. Залежь территориально принадлежит Парабельскому району и входит в группу месторождений углеводородов Пудинскую. Если необходимо обозначить Северо-Останкинское месторождение на карте, необходимо искать его в 375 километрах северо-западной центра области города Томска или в 490 километрах северо-восточной Омска. От районного центра Северо-Останкинское месторождение удалено на 150 километров, а самый близкий поселок Пудино находится в 35 километрах на Северо-Запад.

Северо - Останкинское месторождение расположено на сильно заболоченной местности. Поэтому дороги к месторождению нет. Доставка грузов на участок выработки в летнее время происходит водным транспортом по рекам Амелич, Парабель и Обь. В зимнее время только вертолетами.

Северо-Останкинское месторождение не единственное в этом районе. Недалеко расположены Останкинский, Мирный и Пинджинский участки выработки углеводородов. Выработка нефти, которая носит название Северо-Останкинское месторождение, имеет непростое строение. Это делает добычу здесь сложной и дорогостоящей. Геологические Северо-Останкинское месторождение - самый сложный участок компании «Востокгазпром». Углеводороды здесь залегают как в верхней юре, так и гораздо ниже - в палеозое. Кроме того на месторождении присутствуют тектонические разломы, строение которых достоверно не изучено. При отсыпки куста используются местные строительные материалы такие как: песок, сосна, берёза и осина. Водоснабжение для бурения и бытовых нужд берётся со скважины. Электроснабжение передаётся по ЛЭП-6 до куста с разводкой внутри куста на 380 и 220 В. Теплоснабжение осуществляется индивидуальной котельной ПКН-

2. Связь - радиостанция и сотовая связь стандарта GSM 900/1800. Для транспортировки вахт и грузов в зимнее время используется зимник шириной 6 метров, в летнее время года вертолёт от с. Парабель до Северо - Останинского месторождения. Географо-экономическая характеристика района работ представлена в табл. 1.1. табл. 1.2 и на рисунке 1.1

Таблица 1.1 Географо-экономическая характеристика района работ

№ п/п	Название единицы измерения	Единица измерения	Значение, название, величина
1	2	3	4
1	Площадь (месторождение)	-	Северо -Останинское
2	Административное расположение:	-	
	- республика	-	РФ
	- область(край, округ)	-	Томская
	- район	-	Парабельский
3	Год ввода площади в бурение	год	1977
4	Год ввода площади в эксплуатацию	год	-
5	Температура воздуха	°С	
	- среднегодовая	°С	3
	- наибольшая летняя	°С	35
	- наименьшая зимняя	°С	-55
6	Среднегодовое количество осадков	мм	450-500
7	Максимальная глубина промерзания грунта	м	1,6
8	Продолжительность отопительного периода в Году	сут.	240
9	Продолжительность зимнего периода в году	сут.	185
10	Азимут преобладающего направления ветра	град.	юго-западные, северные
11	Расчётное значение веса снегового покрова	кгс/м ²	240
12	Нормативное значение ветрового давления	кгс/м ²	30
13	Наибольшая скорость ветра	м/с	20-25
14	Многолетнемерзлые породы (интервал залегания)	м	Отсутствуют

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Пудино (60 км) Кедровый (85 км)

Обзорная карта Северо - Останинского месторождения представлена на рис. 1.1

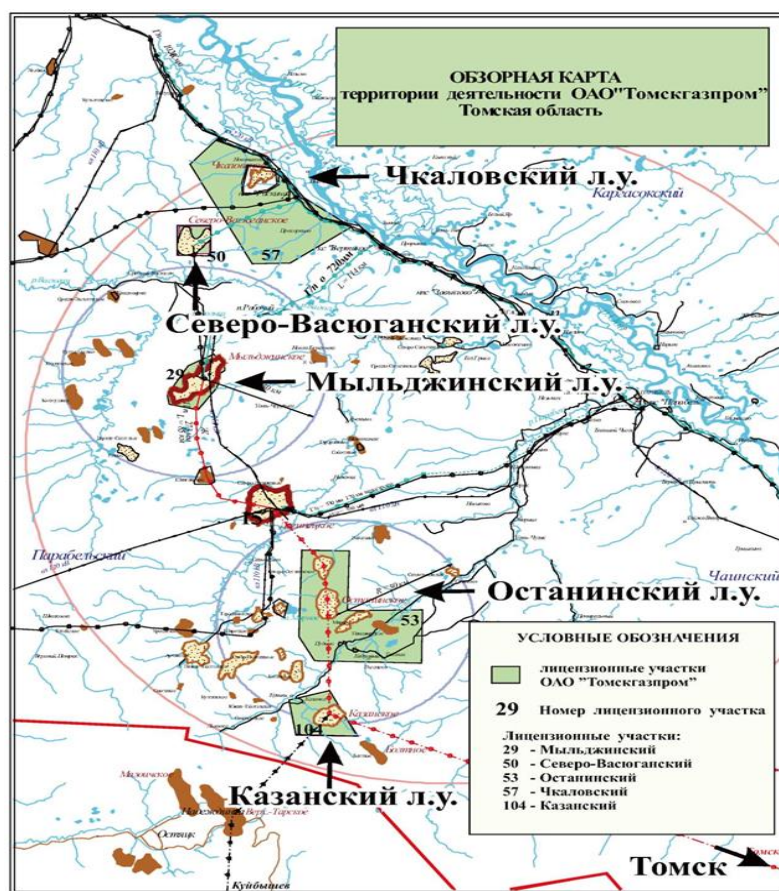


рис. 1.1 Обзорная карта Северо-Останинского месторождения

1.2 Геологические условия бурения

Литолого-стратиграфический разрез Северо - Останнское месторождения.
Данные о стратиграфическом деление разреза приведены в табл.1.3

Таблица 1.3 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания		Стратиграфическое подразделение				Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	пластов	мощность	
1	2	3	4	5	6	7
0	28	четвертичные отложения	Q	7	28	1,4
28	150	некрасовская серия	P ₃	0	122	1,4
150	195	Тавдинская свита	P ₂ -P ₃	0-5	45	1,4
195	230	люлинворская свита	P ₂	0-5	35	1,4
230	250	талицкая свита	P ₁	0-5	20	1,4
250	335	ганькинская свита	K ₂	0-5	85	1,4
335	410	славгородская свита	K ₂	0-5	75	1,4
410	570	ипатовская свита	K ₂	0-5	160	1,4
570	585	кузнецовская свита	K ₂	0-5	15	1,4
585	1460	покурская свита	K ₁₋₂	0-5	875	1,4
1460	2145	киялинская свита	K ₁	0-5	695	1,3
2145	2250	тарская свита	K ₁	0-5	105	1,1
2250	2430	куломзинская свита	K ₁	0-5	180	1,1
2430	2450	баженовская свита	J ₃	0-5	120	1,1
2450	2461	георгиевская свита	J ₃	0-5	11	1,1
2461	2470	васюганская свита	J ₁₋₁	0-5	9	1,1

Литолого-стратиграфическая характеристика составлена на основании ранее пробуренных скважин.

Таблица 1.4 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал по вертикали, м.			Горная порода		Стандартное описание горной породы, характерные признаки, полное название (структура, текстура, минеральный состав.)
	От	до	мощ- ность	название	%	
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	28	20	глина суглинок	50 50	Почвено-растительный слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси
P ₃	28	150	122	песок глина	80 20	Отложения свиты сложены песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц- полевошاپтовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневато-серых и бурых, плотных.
P ₂ -P ₃	150	195	45	песок глина	10 90	Глины чеганской свиты зеленовато- серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, равнозернистых, слюдистых.
P ₂	195	230	35	глина	100	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато- серыми, светло-серыми, серыми, опоквидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁	230	250	20	алевролит глина	5 95	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно- серого, слабосцементированного алевролита.
K ₂	250	335	85	мергель глина	10 90	Отложения ганьковской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
K ₂	335	410	75	глина	100	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргилитоподобными, иногда опоковидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.

Продолжение таблицы 1.4

K ₂	410	570	160	песчаник глина алевролит	60 20 20	Ипатовская свита сложена песками и песчанниками светло-серыми, уплотненными, алевроитистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными иногда алевролито-песчанистыми.
K ₂	570	585	15	глина	100	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плинчатыми, иногда алевролитистыми и слюдистыми.
K ₁₋₂	585	1460	875	песчаник глина алевролит	60 20 20	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевроитистые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкосреднезернистые, слабосцементированные.
K ₁	1460	2145	685	песчаник глина алевролит	60 20 20	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми иногда алевроитистыми, алевролитами серыми, плотными, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми.
K ₁	2145	2250	105	песчаник аргиллит алевролит	50 30 20	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми.

Продолжение таблицы 1.4

K1	2250	2430	180	аргиллит песчаник алевролиты	70 20 10	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевроитистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкоцементированными.
J3	2430	2450	20	аргиллит	100	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.
J3	2450	2461	11	аргиллит	100	Георгиевская свита сложена темно-серыми аргиллитами, плотными, доломитизированными.
J ₁₋₁ vs	2461	2470	9	песчаник аргиллит алевролит уголь	50 30 15 5	Отложения васюганской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато-серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабощементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов и углей. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, песчано-глинистые, слоистые.

Литологическая характеристика скважины представлена в основном: глинами, аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Геологическое строение месторождения типично для Западной Сибири. Продуктивный горизонт находится в васюганской свите. По геологическому строению данная свита представлена в основном аргиллитами и алевролитами с пропластками угля, так же присутствует песчаник.

Физико-механические свойства горных пород разреза проектируемой скважины представлены в табл. 1.5.

Исходя из данной таблицы, мы видим, что максимальная твёрдость не превышает 100 кгс/мм², а плотность не более 2,45 г/см³. Данные

характеристики горных пород мы наблюдаем в: васюганской, георгиевской и баженовской свитах. Пористость по разрезу скважины колеблется от 15% до 30%. Проницаемость по разрезу колеблется от 0 до 300 мДарси, только в верхних интервалах она доходит до 1000 мДарси, это обуславливается высокой рыхлостью слагающих пород. Карбонатность низкая, не превышает 10 %, только в ганькинской свите она доходит до 50%. По категории абразивности породы логгующие разрез лежат в пределах 4-10. Глинистость изменяется от 0 до 100%. Средняя глинистость песчаников составляет 20%. По промысловой квалификации мягкие породы наблюдаем до кузнецовкой свиты, начиная с покурской свиты идут средние породы до тарской свиты, ниже находятся твёрдые породы.

Градиент давления и температура по разрезу скважины представлены в табл. 1.6

Из таблицы табл. 1.6. мы видим, что градиент пластового и порового давления изменяются плавно от 0,1 до 0,102 кгс/см² на м. Градиент давления гидроразрыва пород изменяется от 0,15 до 0,16 кгс/см² на м. Значение горного давления изменяется от 0,22 до 0,235 кгс/см² на м. Исходя из данных можем сделать вывод что пластов с аномально высоким давлением нет, что характерно для Западной Сибири. Температура по разрезу так же изменяется равномерно и на васюганской свите достигает 88 градусов.

Таблица 1.5 – физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- граф. подраз- деления.	Интервал, м.		Краткое название горной породы.	Плот- ность г/см ³	Порис- тость, %	Твердость кгс/мм ²	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород по буримости
	от	до							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	28	глина суглинок	2,0 2,0	25-30 10	100 100	100 90	10 4	мягкая мягкая
P ₃	28	150	песок глина	2,1 2,4	20 30	0 100	20 100	10 4	мягкая мягкая
P ₂ -P ₃	150	195	песок глина	2,0 2,3	25 30	0 100	50 100	10 4	мягкая мягкая
P ₂	195	230	глина	2,3	25	100	100	4	мягкая
P ₁	230	250	алевролит глина	2,2 2,3	30 25	100 100	10 100	10 4	мягкая мягкая
K ₂	250	335	мергель глина	2,4 2,3	20 25	100 100	100 100	4 4	мягкая мягкая
K ₂	335	410	глина	2,3	20	100	100	4	мягкая
K ₂	410	570	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 2,2	25 20 20	100 100 100	20 100 90	10 4 10	мягкая мягкая мягкая
K ₂	570	585	глина	2,35	20	100	100	4	мягкая
K ₁₋₂	585	1460	песчаник глина алевролит	2,1 2,35 2,3	22 16 20	200 150 200	20 100 40	3 6 10	средняя средняя средняя
K ₁	1460	2145	глина песчаник алевролит	2,35 2,2 2,3	16 22 20	250 250 200	100 20 20	4 10 4	средняя средняя средняя

Продолжение таблицы 1.5

K ₁	2145	2250	песчаник аргиллит алевролит	2,2 2,4 2,3	22 16 20	250 200 250	10-20 100 30	10 4 6	средняя средняя средняя
K ₁	2250	2430	аргиллит песчаник алевролит	2,4 2,2 2,3	15 20 10	200 400 350	100 20 25	4 9 6	твердая твердая твердая
J ₃	2430	2450	аргиллит	2,45	5	500	100	9	твердая
J ₃	2450	2461	аргиллит	2,45	5	500	100	9	твердая
J ₁₋₁ vs	2461	2470	песчаник аргиллит алевролит уголь	2,3 2,45 2,45 1,4	15-23 10 15 -	1000 500 800 400	0-20 100 30 -	10 4 6 5	твердая твердая твердая мягкая

Таблица 1.6 - давлений и температур по разрезу скважины

Индекс страти-графи- ческого подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			Порового			гидроразрыва пород			Горного			градус	источник полу- чения
			кгс/см ² на м		источ- ник полу чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу чения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0 + P	0	250	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,00	0,177	ПГФ	0	0,22	ПГФ	9	ПГФ
K ₂ gn	250	335	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,177	0,177	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K ₂ sl	335	410	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,177	0,177	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	13	ПГФ
K ₂ ip	410	570	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,177	0,177	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	17	ПГФ
K ₂ kz	570	585	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,177	0,177	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	17	ПГФ

Продолжение таблицы 1.6

K ₁₋₂ pk	585	1460	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,101	РФЗ	0,177	0,177	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	44	ПГФ
K ₁ kls	1460	2145	0,100	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,177	0,178	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	64	ПГФ
K ₁ tr	2145	2230	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	66	ПГФ
J ₃ bg	2230	2450	0,101	0,1015	РФЗ	0,101	0,1015	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	73	ПГФ
J ₃ gr	2450	2461	0,1015	0,1015	РФЗ	0,1015	0,1015	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	80	ПГФ
J ₁₋₁ vs	2461	2470	0,1015	0,1015	РФЗ	0,1015	0,1015	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	88	ПГФ

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

В табл. 1.7. представлена нефтеносность, газоносность и водоносность проектируемой скважины. Продуктивный пласт располагается в васюганской свите. Тип коллектора поровый, что характерно для Западной Сибири. Ожидаемый дебит 10-100м³/сут.

Продуктивный горизонт находится на глубине 2461-2470 по вертикали. Дебит составляет 30м³/сут. Содержание сероводорода и углекислого газа отсутствует.

водоносность по разрезу скважины встречаются 5 водоносных горизонтов Тип коллектора поровый. Плотность воды изменяется от 1,01 г/см³ на глубине 285 метров до 1,0341 г/см³ в продуктивном пласте. Химический состав воды в мг-эквивалентной форме представлен в таблице.

Таблица 1.7 Нефтеносность, газоносность, водоносность.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов) , м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения , краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₁₋₁	2461	2470	поровый.	0,793	10		-
Водоносность							
Q + P	0	250	поровый	1,0	20-300	-	да

K ₁₋₂	585	1460	поровый	1,004-1,009	195-500	-	Нет. преобладают: Cl ⁻ - 3385 мг/л, Na ⁺ - 200мг/л
K _{2 kls}	1460	2250	поровый	1,01-1,014	100-200	-	Нет. преобладают: Cl ⁻ - 9500 мг/л, Na ⁺ - 880мг/л
K _{2klm}	2250	2430	поровый	1,014-1,018	3-46	-	Нет. преобладают): Cl ⁻ - 250 мг/л, Na ⁺ - 6600 мг/л

1.4 Зоны возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В следствии чего, надо соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и своевременно реагировать на изменение поведения скважины. Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

1. Перед началом спуска, нужно, довести параметры бурового раствора до проектных значений, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
2. Соблюдать скорость спуска;
3. Постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
4. Минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колонн.

Приводятся данные о возможных осложнениях по разрезу скважины и их краткая характеристика. Информация приводится в сводной таблице, пример которой приведен в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратигра фического подраздел ения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q - P - K ₂ sl	0	410	Поглощение бурового раствора, Возможны обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента	интенсивность – 10 м ³ /час, потери циркуляции – нет. возникает при несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
K ₁₋₂ pk-K ₁ kls	585	2145	Возможны заклинка инструмента и сальникообраз ования	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины, недостаточная очистка забоя скважины от выбуренной породы.
K ₁ klm	2250	2430	Возможны заклинка инструмента и сальникообраз ования. От перепада пластового в системе "сква жина-пласт"	Оставление бурового инструмента без движения. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора режима промывки, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины.
J ₁ vs	2461	2470	Нефтепроявле ние	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,749 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ ip	135	570	Прихватоопас ность	За счет потери устойчивости стенок скважины вследствии некачественного бурового раствора
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	570	585	Кавернообраз ование	За счет потери устойчивости стенок скважины вследствии некачественного бурового раствора
K ₁ kls	1460	2145	кавернообраз овани, сужение ствола	За счет потери устойчивости стенок скважины вследствии некачественного бурового раствора

1.5 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
1100	2600	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
300	2600	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	2600	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице

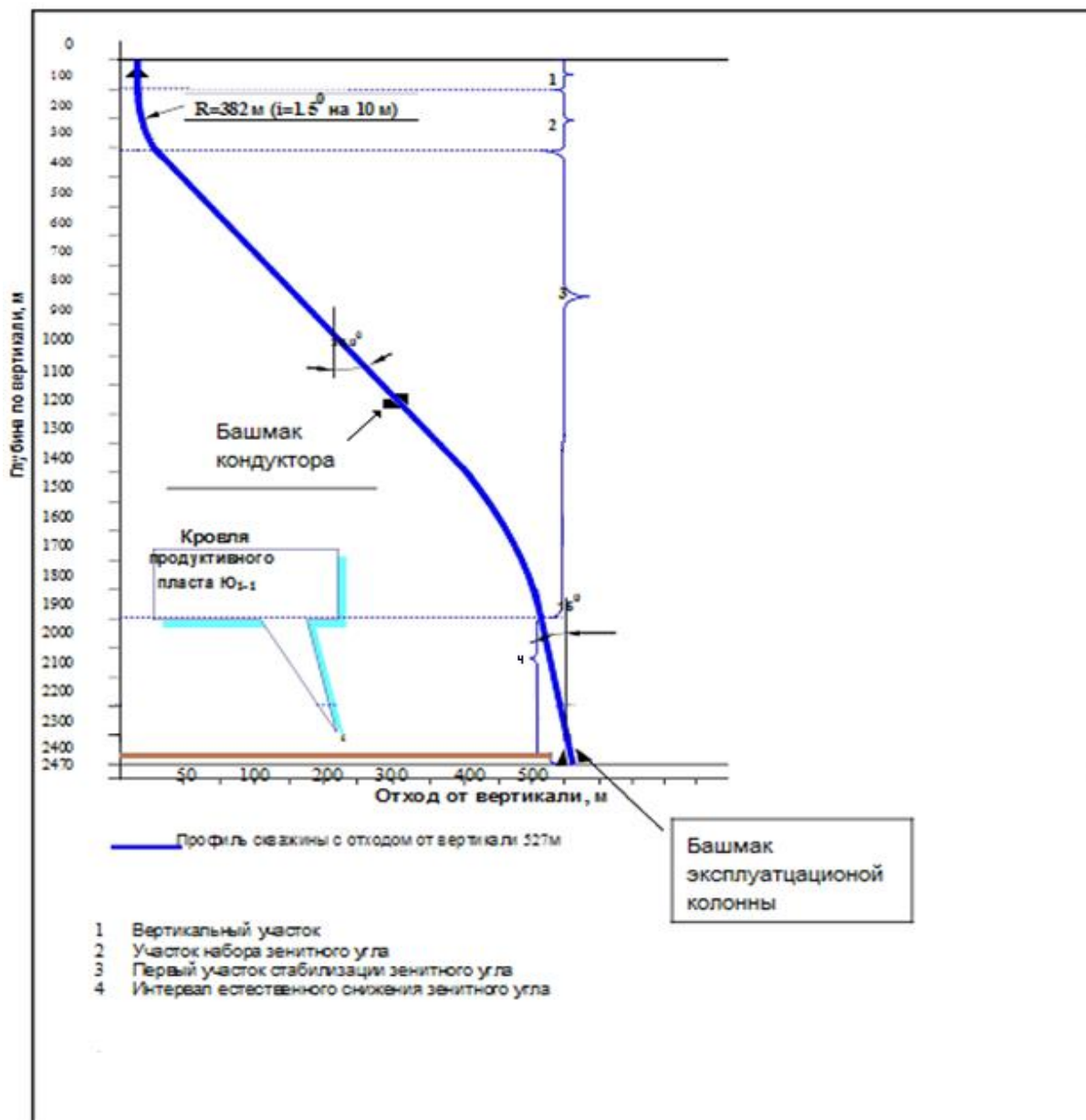


Рисунок 1.2

Для наклонно-направленных скважин предлагается четырех интервальный тип профиля, чередующего участки: вертикальный, набора зенитного угла с интенсивностью искривления 1.5 град/10м, участка стабилизации, естественного снижения зенитного угла, участка стабилизации.

В качестве исходных данных для расчета профиля приняты следующие показатели:

- Глубина скважины по вертикали – 2470;
- Глубина по вертикали кровли продуктивного пласта Ю₁₋₁ -2470 м;
- Средний отход от вертикали, проходящей через устье скважины, до точки входа в продуктивный пласт - 527 м;
- Максимальный зенитный угол в интервале установки погружных насосов – 30 град.
- Максимальный зенитный угол при входе в продуктивный пласт – 15 град.

Таблица 2.0 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м	Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
1	2	3	4	5	6	7	8
0÷100	100	0	0	0	0	100	100
100÷328	228	0	36	74	74	240	340
328÷1302	974	36	36	708	150	1204	1544
1302÷2200	898	36	17	298	243	668	2212
2200÷2300	100	17	15	28	450	105	2530
2300÷2470	170	15	15	27	527	70	2600

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Выбор конструкции эксплуатационного забоя

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

1. Определение типа коллектора.

По геологическим условиям тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически однородным так как идет переслаивание алевролитов, аргилитов.

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,001 \text{ мкм}^2$; $k_2 = 0,05 \text{ мкм}^2$; $k_3 = 0,3 \text{ мкм}^2$.

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,117 \text{ мкм}^2$. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Проницаемость продуктивного горизонта изменяется от $K_p = 0,005 \text{ мкм}^2$, $K_l = 0,06 - 0,27 \text{ мкм}^2$, коллектор меняется от низкопроницаемого до высокопроницаемого, следовательно продуктивный горизонт является неоднородным по проницаемости.

2.4. Согласно геологическим данным По величине градиента пластового давления пласт является однородным, так как в интервале продуктивного пласта градиент не изменяется.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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.

$100 > 74,266$ МПа.

Условие (1) выполняется, следовательно, коллектор устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, однородный, устойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты. Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа.

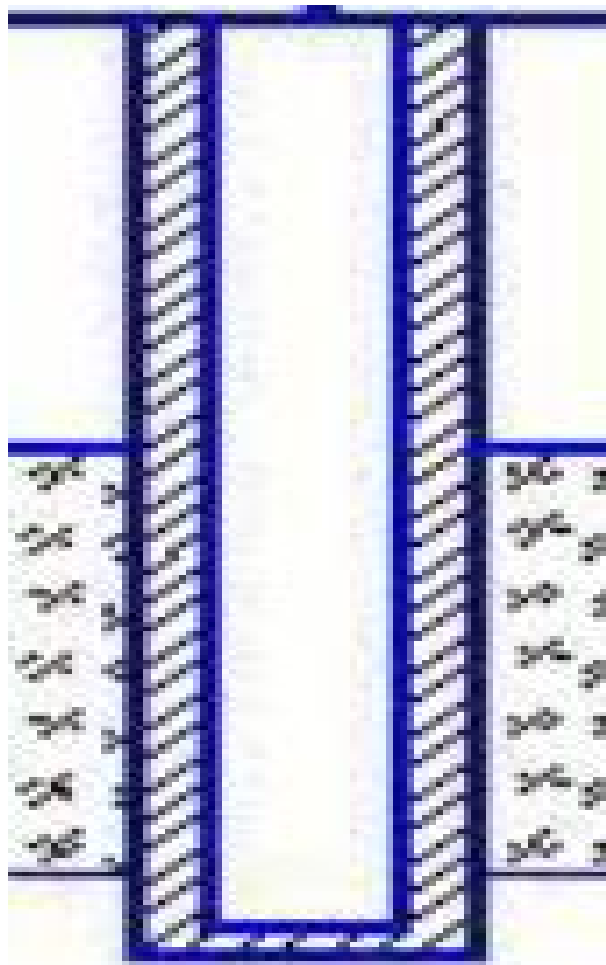


Рисунок 2. – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.4

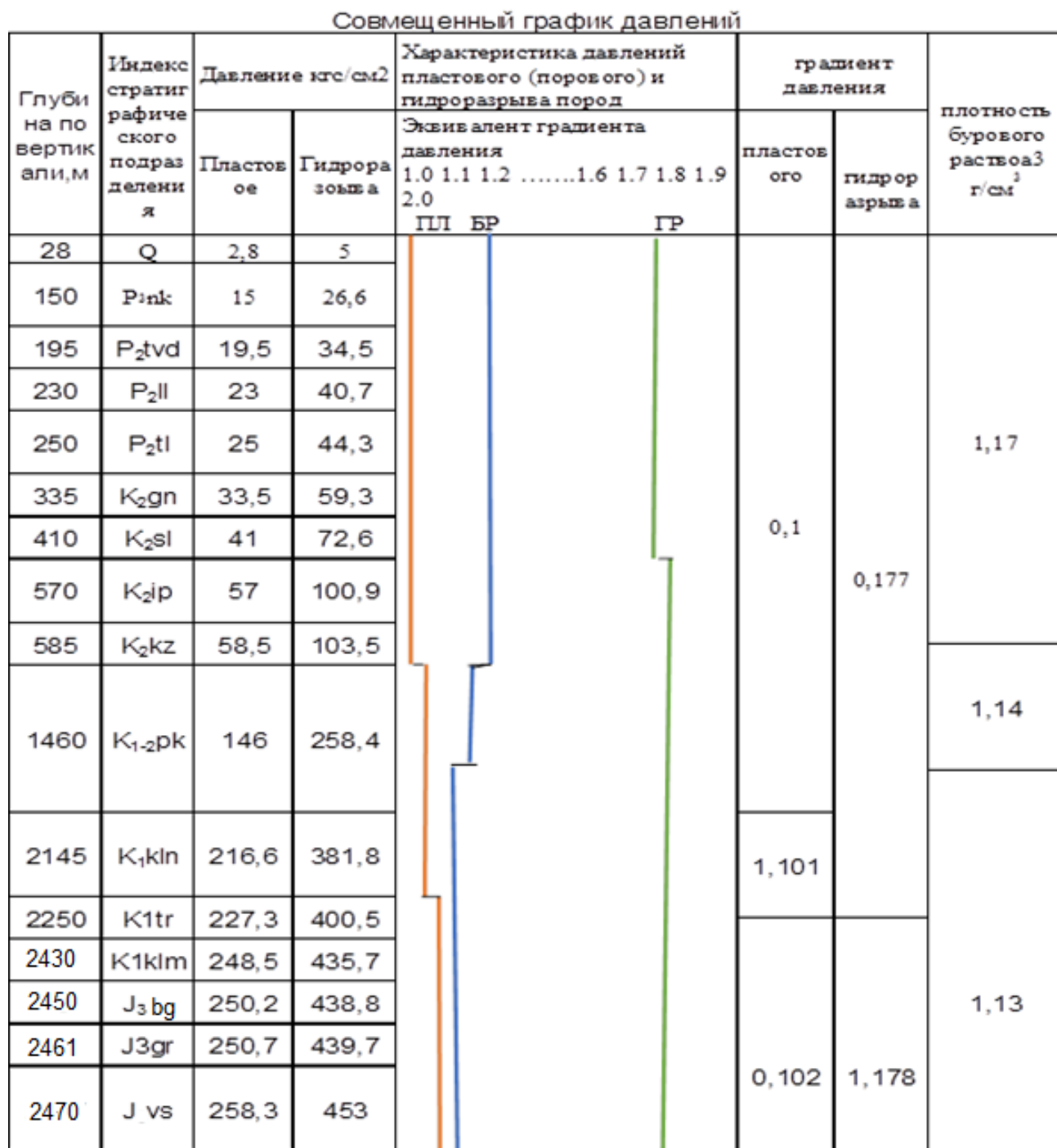


Рисунок 2.1 – Совмещенный график давлений

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

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	170, 23
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	25,2
L, м	Длина скважины	2600
P_f , г/см ³	Плотность пластового флюида	0,793
$gradP_{ГР}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,178

Спуск направления 50 метров, с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы. Но в верхней части интервала 80-250 м залегают слабосвязанные породы, склонные к интенсивным осыпям.

Значение глубины спуска кондуктора составляет 1250 м по стволу с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2600 м по стволу.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–50м;

Интервал цементирования кондуктора: 0-1250м

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 1100 – 2600 м

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. При заканчивании скважины открытым стволом за диаметр эксплуатационной колонны принимается диаметр открытого ствола. При заканчивании скважины с использованием хвостовика проектирование также ведется от эксплуатационной колонны. После проектирования эксплуатационной колонны согласно ее типоразмеру проектируется хвостовик и устройство для его подвески.

Диаметр скважины под эксплуатационную колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины и в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи ($170 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 177,3 мм, которые приведены в таблице 2.2

Таблица –2.2 Результаты проектирования конструкции скважины

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	393,6
Кондуктор	245	295,3
ЭК	177,8	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

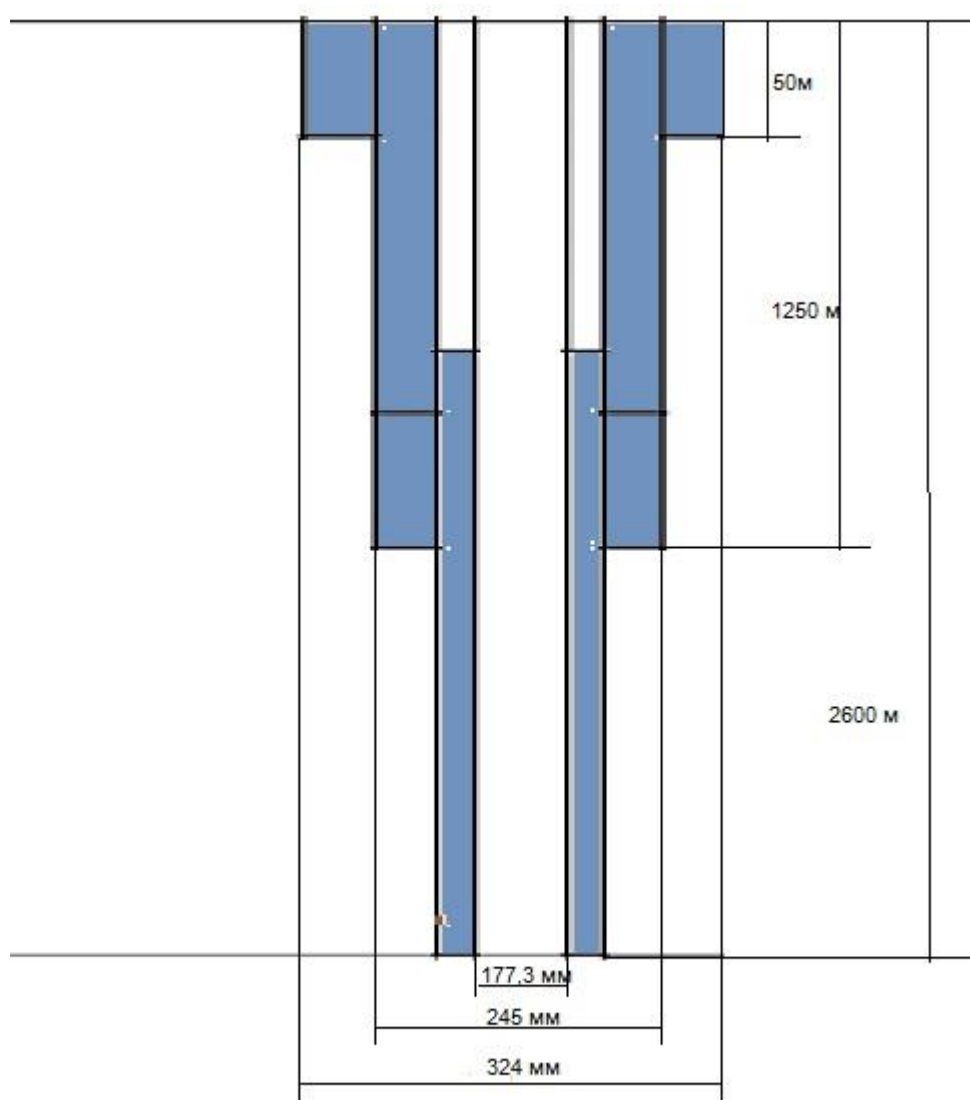


Рисунок 2.2 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 18 МПа.

При вскрытии пласта используется ПВО ОП5 – 230/80х35 (230 – диаметр условный 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.

Кроме того, выбирается колонная головка – ОКК1 – 35 – 180х245

(выбирается по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье) для обвязки кондуктора и эксплуатационной колонны. Также выбирается фонтанная арматура АФК 1Э-80(100)х35ХЛ.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор и обоснование способа бурения

Традиционный и наиболее распространенный – вращательный способ бурения. В Томской области, как и во многих других регионах, применяются роторный способ и бурение с помощью забойных двигателей.

Бурение забойными двигателями рационально при следующих условиях:

- при проходке скважин глубиной до 3000 – 3550 м, так как при больших глубинах велики потери давления бурового раствора в колонне бурильных труб и кольцевом пространстве; Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-1250	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
1250-2600	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

В основу выбора типов долот положены физико-механические свойства горных пород (твердость, абразивность, пластичность и др.).

Рациональным типом долота данного размера для конкретных геолого-технических условий бурения является такой тип, который при

бурении в рассматриваемых условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 м проходки.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5 Выборка долот для строительства проектируемой скважин

Интервал		0-50	50-1250	1250-2600
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 ТСП	БИТ 295,3 ВТ 613 УН 30	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота			PDC	
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М, МС	МСЗ	СЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-141	3-121	3-117
	API	6 ⁵ / ₈ FH	-	4 ¹ / ₂ Reg
Длина, м		0,6	0,4	0,385
Масса, кг		115	68	
G, тс	Рекомендуемая	2-5	2-8	2-10
	Предельная	10	12	14
n, об/мин	Рекомендуемая	120-160	100-110	60-400
	Предельная	210	180	450

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 2-5тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета.

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее точным считается статистический метод расчета осевой нагрузки, после расчета полученное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

Таблица 2.6 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1250	1250-2600
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1000	2160
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
k_T	33	29	29
$D_c, \text{мм}$	13	12	10
$q, \text{кН/мм}$	0,052	0,1	0,12
$G_{пред}, \text{кН}$	120	100	100
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	22,8	13,6	34,1
$G_2, \text{кН}$	20,47	29,53	25,9
$G_3, \text{кН}$	96	80	80
$G_{проект}, \text{кН}$	96	80	80

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. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1250-2600м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1250	1250-2600
Исходные данные				
V _л , м/с		3	2,5	1,5
D _д	м	0,3937	0,2959	0,2159
	мм	393,7	295,9	215,9
τ, мс		3,5	4	4,4
z		24	22	20
α		0,8	0,6	0,4
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		80	65	88
n ₂ , об/мин		152	134	120
n ₃ , об/мин		110	90	85
n _{проект} , об/мин		140	110	85

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбор типа забойного двигателя производится в зависимости от проектного профиля скважины, размера долот, режимных параметров. Выбор забойного двигателя с оптимальными характеристиками позволяет достичь высоких качественных показателей. Основные требования к забойным двигателям:

1. Диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от диаметра долота.
2. Расход промывочной жидкости должен быть близким к номинальному забойному двигателю.
3. Крутящий момент, развиваемый забойным двигателем, должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины.
4. Забойный двигатель должен обеспечивать частоту вращения долота, находящуюся в пределах или не менее этих значений, необходимых для разрушения горных пород.

В таблице 2.8. приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

В таблице 2.9. приведены технические характеристики запроектированных двигателей по интервалам бурения

Таблица 2.8 - параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1250	1250-2600
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2959	0,2159
	мм		295,9	215,9
G _{ос} , кН			13,6	25,9
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	236-266	173-194
M _р , Н*м			650	820
M _о , Н*м			147	108
M _{уд} , Н*м/кН			37	27,4

Таблица 2.9 Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240ДС	50 - 1250	240	6,93	1560	30-50	70-130	10-14	75-190
ДРУ Д2-195	1250-2600	195	6,2	1100	25-35	90-120	5,2-7,2	50-85

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10. – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1250	1250-2600
Исходные данные			
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65	0,5
K _к	1,01	1,01	1,005
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,1
V _м , м/с	0,01	0,008	0,005
d _{бт} , м	0,127	0,127	0,127
d _{мах} , м	0,178	0,178	0,178
d _{нмах} , м	0,0191	0,016	0,011
n	6	8	8
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,16	1,14	1,13
ρ _п , г/см ³	2,0	2,2	2,4
Результаты проектирования			
Q ₁ , л/с	79	44	18
Q ₂ , л/с	84	44	15
Q ₃ , л/с	86	65	21
Q ₄ , л/с	78	41	13
Дополнительные проверочные расчеты			
Q _{табл} , л/с		30-50	25-35
ρ _{табл} , кг/м ³	1000	1000	1000

$\rho_{бр}, \text{кг/м}^3$	1160	1160	1160
$M, \text{Н*м}$	10-14	10-14	5,2-7,2
$M_{табл}, \text{Н*м}$	1219	650	820
m	1-2	1-2	1-2
n	0,9	0,9	0,9
$Q_H, \text{л/с}$	35-40	10-20	6,5-13
$Q_{пров1}, \text{л/с}$		23,6	17
$Q_{пров2}, \text{л/с}$		36	31

Таблица 2.11 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1250	1250-2600
Исходные данные			
$Q_1, \text{л/с}$	79	34	14
$Q_2, \text{л/с}$	84	38	22
$Q_3, \text{л/с}$	86	57	15
$Q_4, \text{л/с}$	78	28	12
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{л/с}$	79-84	90	31
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{л/с}$	15	19	44
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}, \text{л/с}$	50	15	35
$\rho_1, \text{кг/м}^3$	1000	1070	1000
$\rho_{бр}, \text{кг/м}^3$	1160	1160	1160
$M_{тм}, \text{Н*м}$	1219	3105	1753
$M_{тб}, \text{Н*м}$	12000	4500	5200

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица 2.12 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_H, \text{ кгс/мм}^2$	2,67	Выполняется условие запаса прочности ($n>1,15$)			
$P_{кр}, \text{ кгс/мм}^2$	3,07	Да			
$P_{кр}/ P_H$	1,14				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}, \text{ гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{ гс/см}^3$	QБ, кгс
QКНБК,	28,5	100	1,13	7,83	2850
Σ					2850

Q _{КНБК} , кгс	3914		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)		
K	1,15				
ΔP, кгс	40-50		Да		
F _к , мм ²	9331				
σ _т , кгс/мм ²	38				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс
	28,5	2600	1,13	7,83	74100
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	21000	594,2	12	162	127
Ψ ⁺ / Ψ ⁻	0,9/1,06		Q _р , кгс	23575	
α	10		M _{иmax}	418,5	
μ	0,5		W, см ³	93,57	
R, м	335		[σ], кгс/мм ²	27,14	
Q _к , кгс	10315		σ _э , кгс/мм ²	11,49	
σ _р , кгс/мм ²	7,02				
Выполняется условие σ _э > [σ]			Да		

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице 2.12-2.13

В таблице 2.14 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.13 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ	178	24	3914,4
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПВ	127	2600	44880

Таблица 2.14 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

Услов- ный номе р	Элементы КНБК								
	№ п/ п	типоразмер, шифр или краткое название	рассто- яние от забоя до места устано	техническая характеристика			суммар- ная длина КНБК и бурильной колонны, м	суммар- ная масса КНБК и бурильной колонны, т	Назначение КНБК
				наруж- ный диаметр, мм	длина, м	масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	9	10	1
1	1	БИТ 393,7 В 419 ТСП	0,0	393,7	0,5	190	0,5	0,2	Бурение под направление Шаблонирование 0
	2	8К 393,7 МС	0,5	393,7	1,3	450	1,8	0,6	
	3	УБТ-203	1,8	203,0	28,5	6116	30,3	6,8	
	4	УБТ-178	30,3	178,0	9,5	1481	39,8	8,2	
	5	ТБПВ 127х9,19 Е	39,8	127,0	10,2	318	50,0	8,6	
2	1	БИТ 295,3 В 519 С	0,0	295,3	0,4	90	0,4	0,1	Бурение под кондуктор Шаблонирование 5 0 - 1 2
	2	8К 295,3 МС	0,4	295,3	1,3	473	1,7	0,6	
	3	Д1-240	1,7	240,0	7,0	1660	8,7	2,2	
	4	Телесистема MWD	8,7	172,0	9,6	500	18,3	1,1	
	5	УБТ-203	18,3	203,0	19,0	4077	37,3	6,3	
	6	УБТ-178	37,3	178,0	9,5	1481	46,8	7,8	
	7	ТБПВ -127х9,19 Е	46,8	127,0	1025,2	50583	1045,0	58,4	

Продолжение таблицы 2.14

3	1	БИТ 215,9 ВТ 613	0,0	220,7	0,4	41,0	0,4	0,04	Бурение под эксплуатационную колонну. Шаблонирование. 1250-2600м
	2	Калибратор 10КСИт 215,9СТК Д2-195	0,4	220,7	0,4	61,0	0,8	0,1	
	3	Д2-195	0,8	195	6,4	982,0	7,2	1,1	
	4	Телесистема MWD	7,2	172,0	9,6	500	16,8	0,6	
	5	УБТ-178	16,8	178,0	24,0	3741,6	40,8	4,8	
	6	ТБПВ-127х9,19 Е	40,8	127,0	2554	80387,9	2765,0	83152	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.15. В таблице 2.16 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 2.5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.15 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Рпл, МПа	Н, м	g, м/с ²	ρбр, кг/м ³	ρгп, кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	50	1,18	5	300	9,81	1140	2150	1,5	0,015	
50	1250	1,14	104,5	1000	9,81	1140	2230	1,5	0,008	
1250	2600	1,13	250,2	2465	9,81	1120	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС1, дПа	СНС10, дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									

Продолжение таблицы 2.15

0	50	1,14	4-16	6-30	45	4,5-5,5	8-9	2	20	15
50	1250	1,14	4-19	6-30	45	4,5-5,5	9	2	20	15
1250	2600	1,13	2-10	4-25	45	4,5-5,5	8-9	1	10	10

Таблица 2.16 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Полимерглинистый Вода пресная, кальцинированная сода, каустическая сода, Bentonit, Benex, SAAP, CaCO ₃ , D-D, CMC HV, CMC LV
50	1250	Полимерглинистый Вода пресная, кальцинированная сода, каустическая сода, Bentonit, Benex, SAAP, D-D, CMC HV, CMC LV, CaCO ₃
1250	2600	Полимерглинистый Вода пресная, кальцинированная сода, каустическая сода, polypac R, Escorac HV, KCl, Poly Plus, sp-101, CaCO ₃ , CT-7, duo-vis, saap

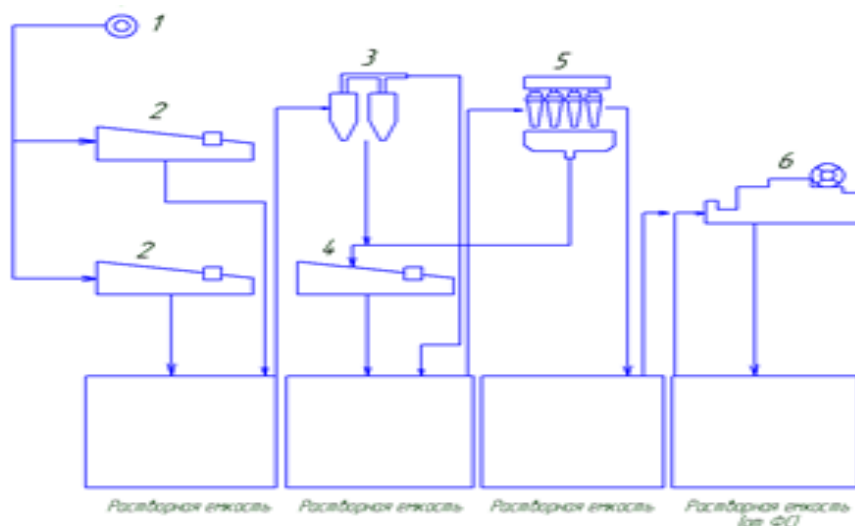


Рисунок 2.3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.17, а в таблице 2.18 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки.

Таблица 2.17 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d _д , м	К	Р _{пл} , МПа	Р _{гд} , МПа	ρ _п , кг/м ³
2469,5	0,2159	1,14	25,2	38,3	2340
Q, м ³ /с	Тип бурового	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,044	УНБ-600	0,0055	0,007	10	1120
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м	d _в , м		
УБТ 178-71Б	0,178	8	0,071		
ПК 127-9 Д	0,127	100	0,125		
ТБПК-127-9,2	0,147	2484	0,109		

Таблица 2.18 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

ρ _{кр} , кг/м ³	φ	d _с , м	V _{кп} , м/с	ΔР _{зд} , МПа	ΔР _о , МПа
1450	0,98	0,274	0,3	5,6	0,45
ΔР _г , МПа	ΔР _р , МПа	V _д , м/с	φ, м ²	d, мм	
0,59	7,15	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Re _{кр}	Re _{кп}	S _{кп}	ΔР _{кп}	ΔР _{мк}
УБТ 178-71Б	36036	19841	106	0,039	-
ПК 127-9 Д	57773	22364	220,9	0,76	0,00314
ТБПК-127-9,2	49086	21302	173	0,036	0,000093
Заб. двигатель	29190	19122	75		
Внутри труб					
Элемент	Re _{кр}	Re _{кп}	λ	ΔР _т	
УБТ 178-71Б	26034	126312	0,0289	0,032	
ПК 127-9 Д	41452	126312	0,0268	0,021	
ТБПК-127-9,2	48229	126312	0,0265	0,012	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Таблица 2.19. – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1130	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1000
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	793	глубина скважины, м	2600
высота столба буферной жидкости h_1 , м	700	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	100
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_d , м	1700

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 2.6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

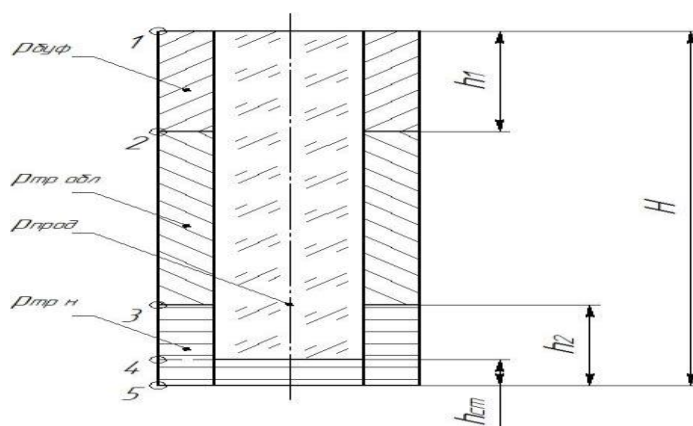


Рисунок 2.4. – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Проводится анализ и выбирается наиболее опасный случай из двух: испытание на герметичность методом снижения уровня и конец эксплуатации.

Получаем условие $P_g > P_n$, следовательно более опасным является случай в конце эксплуатации.

В таблице 2.20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.20 – 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	6
Глубина расположения точки, м	0	400	1000	2165	2455	2465
Наружное избыточное давление, МПа	0	0	1,53	4,62	5,76	4,29

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

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

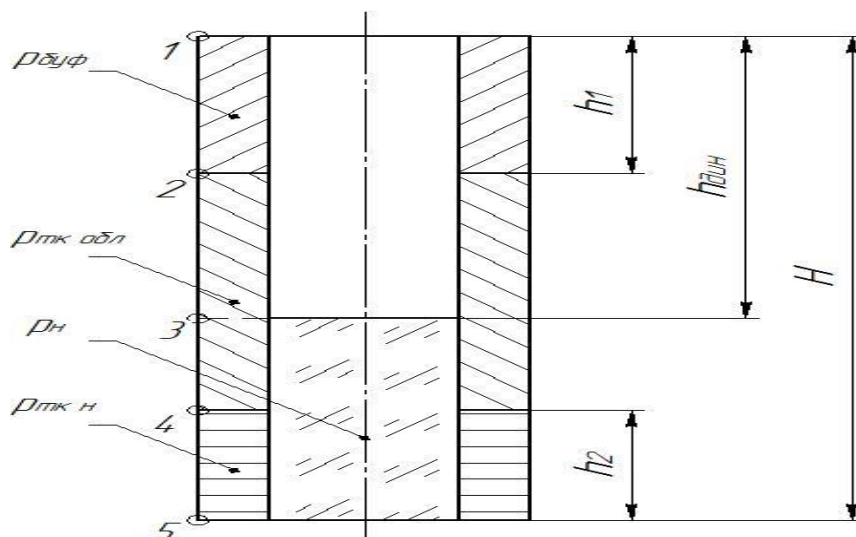


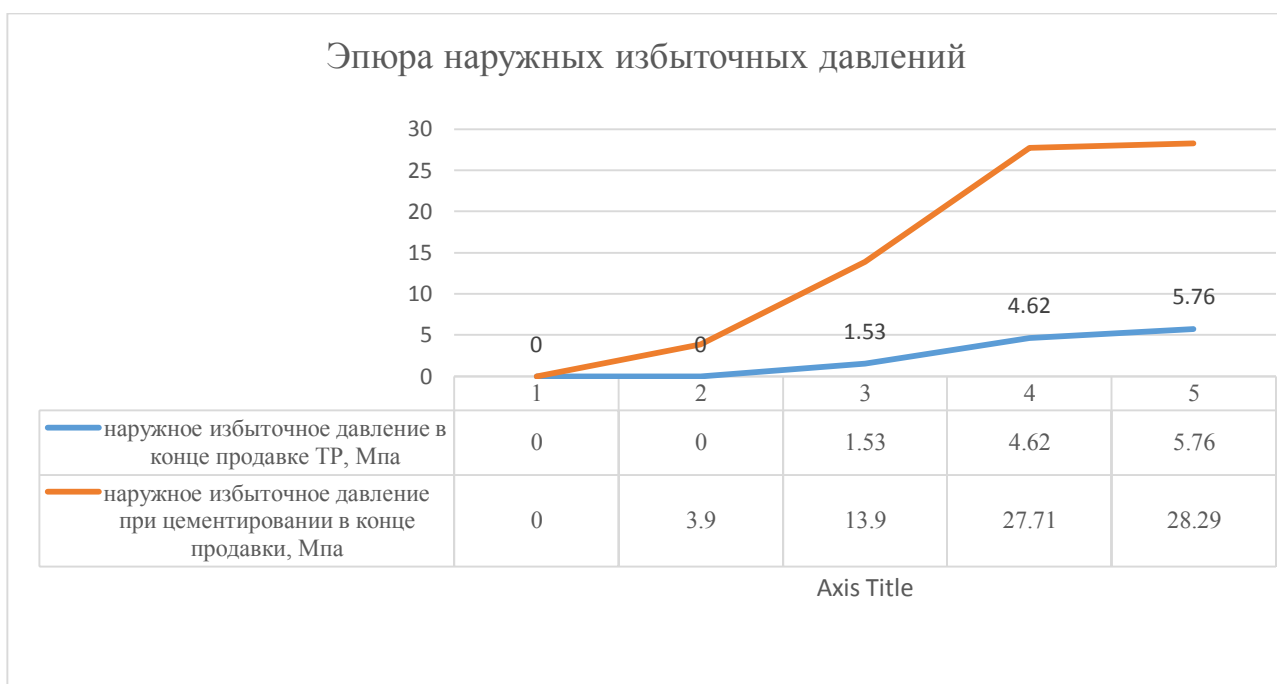
Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 2.21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Наружное давление на забое P_n на забое=26,07 МПа, а пластовое давление в интервале продуктивного пласта $P_{пл}$ =25,2 МПа, следовательно, наружное давление на забое больше чем пластовое давление, поэтому пластовое давление можно не учитывать.

Таблица 2.21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении случай в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	400	1265	2285	2465
Наружное избыточное давление, МПа	0	3,9	13,9	27,71	28,29



2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 2.9. представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 17,6 МПа.

В таблице 2.22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

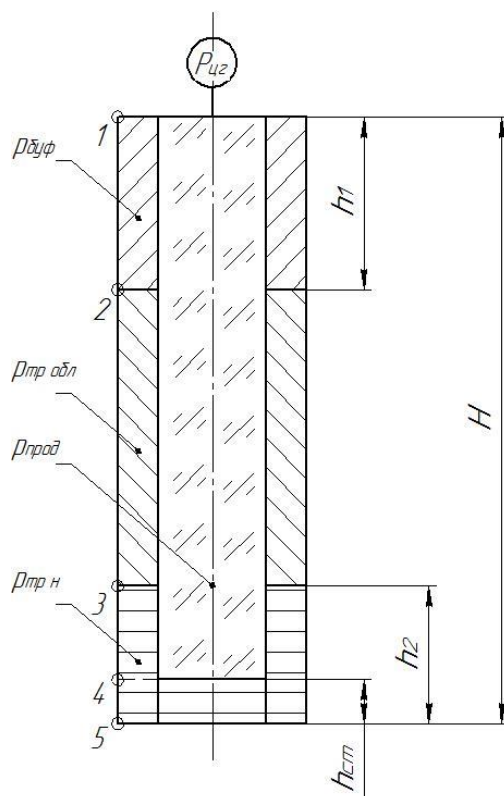


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 2.22 – 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	400	1265	2285	2465
Внутреннее избыточное давление, МПа	16,9	17,4	20,2	12,4	11,3

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 2.10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 12,5 МПа.

В таблице 2.23 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.23 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3
Глубина расположения точки, м	0	400	2600
Внутреннее избыточное давление, МПа	21	24,9	23,34

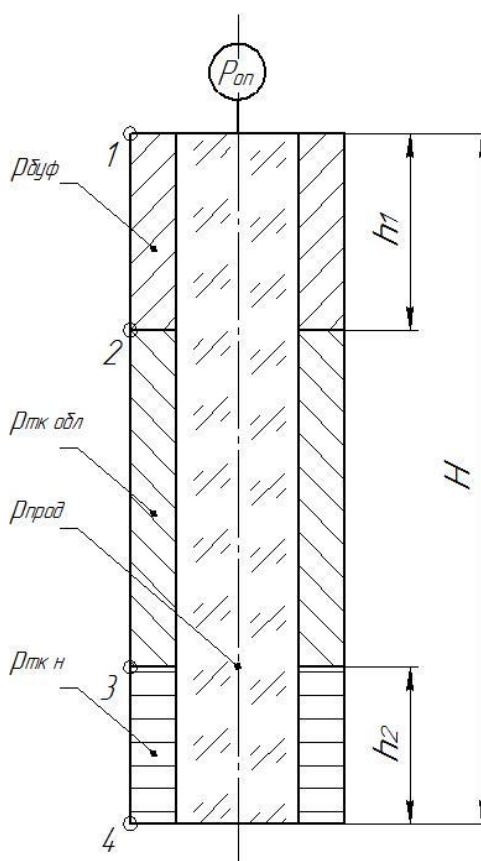
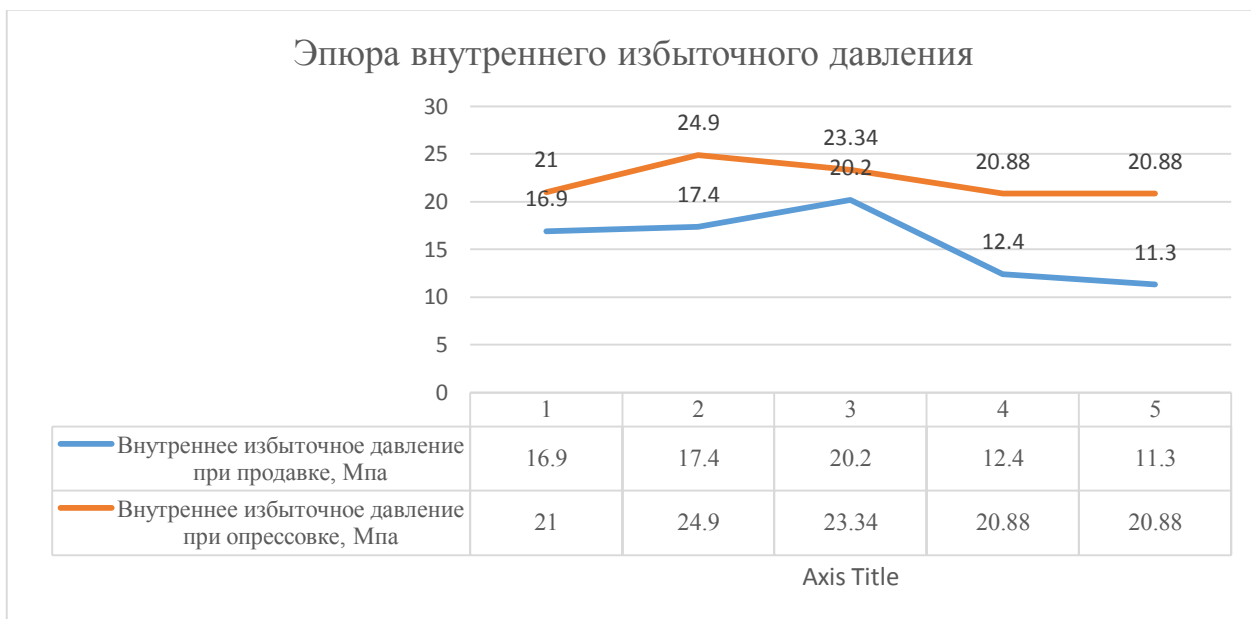


Рис 2.7. Опресовка обсадной колонны



2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, Кн			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,0	2600	0,229	595,4	595,4	0-2600

2.5 Расчет процессов цементирования скважины

2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр},$$

47 < 55 МПа. Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.5.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.26.

**Таблица 2.26 – Объём тампонажной смеси и количество составных
компонентов**

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, т	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$	8	10,1	6,9
$\rho_{тробл} = 1400 \text{ кг/м}^3$	54,1	35,4	11,9
Сумма	62,1	45,5	18,8

2.5.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.27.

Таблица 2.27. – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	16,7
Продавочная	35

Объём тампонажного раствора

Определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне.

2.5.4 Гидравлический расчет цементировании скважины.

2.5.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны 1-цементосмесительная машина УС630, 2-бачок затворения, 3-цементирувочный агрегат ЦА-320М, 4-Станция КСКЦ, 5-блок манифольдов, 6-Устье скважины, 7-осреднительная установка УО-16, 8-цементирувочный агрегат ЦА-320М(резервный). На рисунке 7 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

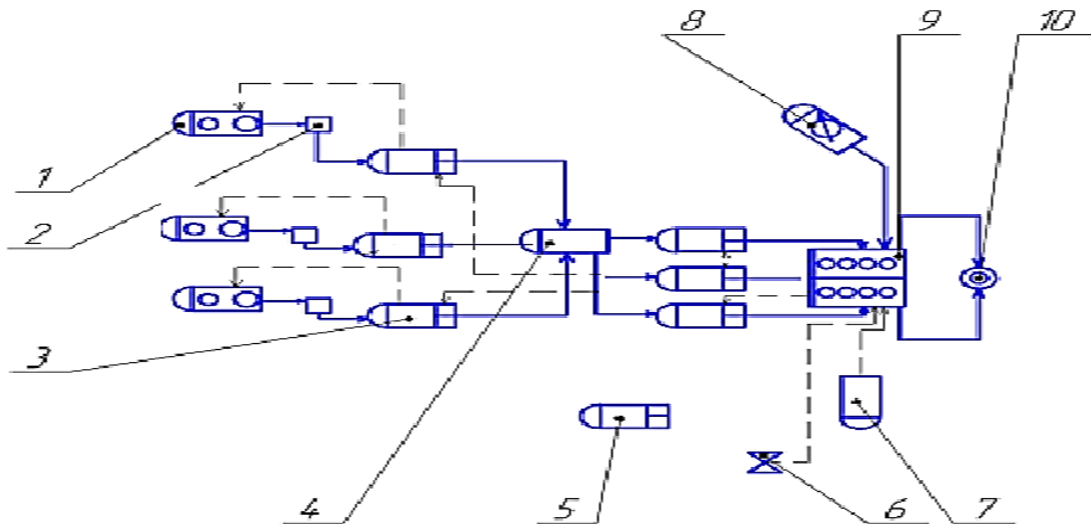


Рисунок 2.8 - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УСУ6-30; 2 – бачок затворения;
3 – цементирувочный агрегат УНБ- 125*32; 4 – осреднительная емкость УОП-20; 5 – цементирувочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция СКЦ; 9 – блок манифольдов БМ-700; 10 – устье скважины

2.5.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирувочной головке представлен на рисунке 8.

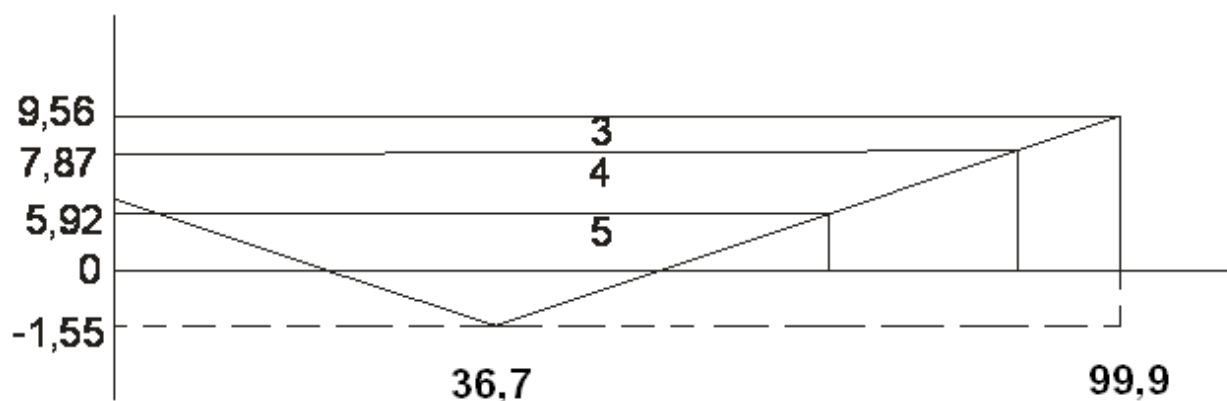


Рисунок 2.9- График изменения давления на цементировочной головке

Подача и давление цементировочного агрегата ЦА-320А

Передача	Давление (МПа) при диаметре поршня, мм	Производительность (л/сек) при диаметре поршня, мм
	127	127
2	18,5	5,1
3	9,5	9,8
4	6,1	15,1
5	4,0	23,0

Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора закачиваемый на данной скорости, м ³
V	70,8
IV	19,6
III	9,5

2.6 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак БКМ с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД;
- цементировочная головка типа ГЦУ-;
- разделительные пробки ПРП-Ц;
- центраторы ЦЦ2 177,3/216 (интервалы установки и их количество

представлены в таблице 2.28).

Таблица 2.28 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки по вертикали	Вид центратора	Количество
0-328	-	0
328-500	-	0
500-1000	ЦЦ2-177,8/216	31
1000-1616	ЦЦ2-177,8/216	39
1616-2410	ЦЦ2-177,8/216	21
2410-2600	ЦЦ2-177,8/216	7

2.7 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед началом вызова притока на устье скважины, должна быть установлена фонтанная арматура. До установки на устье скважины фонтанная арматура подвергается гидравлическому испытанию на пробное давление, которое в 2 раза больше паспортного рабочего давления. После установки арматуры ее испытывают на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Для свабирования скважины в основном используется применяемое в нефтяной промышленности оборудование: колонная головка ОКК1-21-178х245 и фонтанная арматура АФК 1Э-80(100)х35Х, накопительная мерная емкость, геофизический подъемник со стальным кабелем и оттяжными роликами, лубрикатор, малогабаритный превентор ППР 180х21.

Арматура типа АФК позволяет эксплуатацию нефтяных скважин с помощью глубинных электронасосов.

2.8 Выбор и обоснование буровой установки, ее комплектование и расчет режимов СПО и оснастки талевой системы

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 60 т, а вес бурильной колонны – 44 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	44	[G _{кр}] / Q _{бк}	200/83,15=2,4>0,6.
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	60	[G _{кр}] / Q _{об}	200/105,62=1,89>0,9
Продолжение таблицы 2.29			
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	137,3	[G _{кр}] / Q _{пр}	200/137,3=1,45>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{влб})	450	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	k _{по} =1,5/0,21=7,14>[k]=1,25.
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	44		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	60		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	12		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	27	1174	
3	36	647	
4	48	277	

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Взрывной способ бурения

Изобретение относится к области бурения и может быть использовано для бурения сверхглубоких скважин. Буровая установка включает вышку, лебедку с двигателем и коробкой перемены передач, полиспастную систему с грузовым крюком, связанным с самозагружающимся цилиндрическим контейнером для выноса из скважины на поверхность разрушенной посредством взрывного снаряда породы, днище которого выполнено в виде двух створок, шарнирно закрепленных в его нижней части, с возможностью их возвратного поворота в вертикальной плоскости и опоры на опорные элементы с образованием упомянутого днища. Установка снабжена грузовой тележкой для доставки к устью скважины пустого контейнера и транспортировки от устья контейнера с породой.

Грузовая тележка имеет дополнительную площадку для размещения на ней и доставки к устью скважины взрывного заряда, выполненного в виде бомбы, размещенной в бомбомете, содержащем направляющую трубу, спусковой и предохранительные фиксаторы для бомбы, связанные с электроприводом. В контейнере установлена емкость, имеющая в поперечном сечении форму прямоугольника, а контейнер посредством цапф подвешен к траверсе, форма и размеры которой повторяют форму и размеры контейнера. Траверса в верхней части выполнена с куполом для улавливания породы во время взрывной загрузки контейнера, на куполе траверсы закреплена цапфа, связанная с грузовым крюком полиспастной системы, а для самозагрузки контейнера в забое под днищем контейнера, в канале, имеющем полукруглую форму, по всему периметру контейнера с внутренней стороны размещена поддерживаемая стержнями взрывчатка. Две створки контейнера закреплены на противоположных сторонах внутренних стенок контейнера, а перед загрузкой контейнера подвешены наклонно на крючках с возможностью их освобождения

и выхода из зацепления. Обеспечивает уменьшение затрат на бурение сверхглубоких скважин большого диаметра.

Изобретение относится к области бурения, а именно к установке взрывного способа бурения, и может быть использовано для бурения суперглубоких скважин, практически через всю толщу Земной коры, диаметром до четырех и более метров.

Известна буровая установка вращательного способа бурения, включающая вышку, полиспастную систему, крюк, буровую лебедку, двигатель, редуктор, коробку переменных передач, насосы, буровые растворы.

Но этот тип буровых установок маломощный, отличается низкой производительностью, кроме того, они не могут работать в условиях обширных каверн, пустот и разломов, а использование промывочных растворов не позволяет им работать уже при температуре 200-250°C. В этих условиях растворы кипят, испаряются, густеют, и в конечном итоге бурение прекращается.

Наиболее близким решением к заявляемому устройству (прототип) является буровая установка, включающая вышку, лебедку с двигателем и коробкой перемены передач, полиспастовую систему с грузовым крюком, связанным с самозагружающимся цилиндрическим контейнером для выноса из скважины на поверхность разрушенной посредством взрывного снаряда породы, днище которой выполнено виде двух створок, шарнирно закрепленных в его нижней части, с возможностью их возвратного поворота в вертикальной плоскости и опоры на опорные элементы с образованием упомянутого днища.

Основным недостатком данного типа буровых установок является то, что в ее конструкции предусмотрено совмещение двух технологических операций - подрыв в забое породы и одновременный выброс ее во внутреннюю часть желонки. Т.е. в этом случае желонка всегда находится в зоне подрыва породы, и незначительное увеличение мощности заряда может привести к ее разрушению. Поэтому мощность заряда строго ограничена, и как следствие, ограничена и производительность установки. Кроме того, створки днища

открываются под действием взрыва, а на пути выброшенной взрывом породы, в нижней части желонки, по ее центру установлена ось, на которой установлены эти же створки. Выброшенная взрывом порода, ударяясь об створки и ось, теряет часть своей кинетической энергии.

Цель изобретения - достижение предельных глубин земной коры и вхождение в зону магматического очага.

Поставленная цель достигается тем, что в известной буровой установке взрывного способа бурения, включающей вышку, лебедку с двигателем и коробкой перемены передач, полиспадную систему с грузовым крюком, связанным с самозагружающимся цилиндрическим контейнером для выноса из скважины на поверхность разрушенной посредством взрывного снаряда породы, днище которого выполнено виде двух створок, шарнирно закрепленных в его нижней части, с возможностью их возвратного поворота в вертикальной плоскости и опоры на опорные элементы с образованием упомянутого днища, новым является то, что подрыв породы в забое и вынос ее на поверхность разнесены во времени. Т.е. специальные бомбы, которые используются в качестве породоразрушающего инструмента, с помощью бомбомета вбрасываются в устье скважины, а уже после взрыва вынос раздробленной породы на поверхность осуществляется посредством подвешенного на стальном канате самозагружающегося контейнера.

Контейнер выполнен в виде цилиндра. А размеры его зависят от того, какой диаметр будет иметь планируемая скважина. Если, например, диаметр скважины будет равен 4 м, то внешний диаметр контейнера должен быть равен 3,0 м, а высота примерно 4,6 м. При этом в контейнере установлена емкость, имеющая в поперечном сечении форму прямоугольника с размерами $2 \times 2 \times 4$ м. Стенки контейнера значительно усилены, а так как в горизонтальном сечении контейнер представляет собой круг с вписанным в него квадратом, то толщина стенок его неравномерна и колеблется от 200 мм (в углах квадрата) до 400 мм. При необходимости их можно усилить до уровня ниш, не усложняя работу створкам днища контейнера.

Стенки контейнера уходят вниз от его днища на 300 мм и скошены во внутреннюю его часть на 30-35°. Самозагрузка контейнера породой производится с помощью взрыва, и чтобы контейнер при этом находился в устойчивом положении, его вес должен быть не менее десяти тонн. Днище контейнера выполнено в виде двух створок, шарнирно закрепленных на противоположных сторонах внутренних стенок контейнера на высоте 300 мм от его нижней кромки с возможностью их возвратного поворота в вертикальной плоскости. Причем створки в зависимости от ситуации могут находиться в одном из четырех положений:

1. При транспортировке контейнера створки поворотом во внутреннюю его часть убираются в специально изготовленные в стенках ниши и крепятся болтами (не показано).

2. В режиме ожидания загрузки взрывом створки находятся в подвешенном состоянии на специальных крючках, с небольшим наклоном во внутреннюю часть контейнера. При этом носик крючка входит в отверстие и надежно фиксирует створку днища.

3. В момент взрыва порода, выброшенная вверх через внутреннюю часть контейнера, ударяет по створкам, которые, отклоняясь в сторону своих ниш, выходят из зацепления с крючками. И до того момента, когда порода начинает возвращаться обратно вниз через внутреннюю часть контейнера, створки успевают упасть на опорные элементы, образуя днище контейнера, а крючки заходят в свои ниши.

4. Перед выгрузкой породы опорные элементы с наружной части контейнера выкручиваются специальным инструментом. Створки разворачиваются вниз, принимая вертикальное положение, а порода высыпается из контейнера.

Самозагрузка контейнера с целью выноса породы на поверхность осуществляется с помощью взрывного устройства, которое представляет собой эластичную трубку диаметром 20 мм, наполненную взрывчатым веществом и защищенную надежной теплоизоляцией. Трубка в виде кольца устанавливается

с внутренней стороны на 100 мм ниже днища контейнера в канал, имеющий полукруглую форму, по всему периметру контейнера. Крепится трубка в канале термостойкими стержнями одноразового использования. Стержни вставляются в сквозные отверстия, которые также выполнены по всему периметру контейнера, ниже полукруглого канала и надежно поддерживают взрывчатку снизу. В качестве взрывчатого вещества, которым наполняется трубка, используется «игданит» в виде гранул. Каждая гранула покрыта специальным веществом, что позволяет растягивать взрыв во времени, т.е. удлинять взрывной процесс, делать его спокойнее. Это благоприятно сказывается на процессе выброса породы вверх. Но чтобы еще больше усилить эффект выброса, используется способ кратко-замедленного взрывания. Для этой цели кольцевой заряд делится на несколько отдельных друг от друга зарядов, например на восемь. Четные заряды соединяются в одну электрическую схему, а нечетные - в другую и взрываются одновременно, т.е. с интервалом в какую-то долю секунды. Все это и то обстоятельство, что взрыв производится в стесненном пространстве, усиливает действие взрывчатки в части выброса породы вверх, что может снизить количество взрывчатого вещества, используемого на каждую загрузку. Взрывчатое вещество «игданит» может эффективно работать и в воде, а надежная теплоизоляция позволяет некоторое время защищать его от высоких температур и подрывать его тогда, когда контейнер уже опустится в забой. Подрывается взрывчатка специальным радиовзрывателем, который на легких проводах крепится во внутренней части контейнера. Верхняя часть контейнера открыта и скошена в сторону внутренней емкости на 30-35°. На верхней кромке контейнера приварены четыре мощные цапфы для зацепки их крюками траверсы во время подъема или опускания его в скважину. Траверса представляет собой цилиндр с куполом в верхней части. Внешний диаметр траверсы равен внешнему диаметру контейнера, т.е. 3 м, а толщина стенок равна примерно 50 мм. Такая траверса выполняет также функцию экрана или улавливателя породы в момент выброса ее взрывом вверх, через внутреннюю часть контейнера. Высота траверсы

вместе с куполом равна 4 м. Для осмотра скважины используется устройство, содержащее лебедку и стальной канат с подвешенной на нем площадкой (не показано). На площадке крепятся видеокамера, осветительные и измерительные приборы и т.д., с помощью которых можно изучать геологическое строение разреза, характер трещин, каверн и полостей. Все это находится под прозрачным и прочным куполом (не показано). Лебедка и электродвигатель устройства установлены на специальной тележке, которая находится на вышке. Самозагружающийся контейнер при помощи траверсы подвешивается на крюк полиспастной системы. Неподвижный блок полиспаста устанавливается на самом верху вышки. Движущийся внутри вышки блок полиспаста (талевого блок) соединен с кронблоком при помощи стального каната. Один конец талевого каната («мертвый») крепится к основанию вышки, а второй (ходовой), огибая последний ролик кронблока, через направляющий и оттяжные ролики - к подъемному барабану лебедки буровой вышки или к сцепному устройству тепловоза, который может быть использован вместо лебедки. Кронблок имеет шесть или семь роликов, а талевый блок - пять-шесть. Использование талевой системы (полиспаста) позволяет уменьшить нагрузку на талевый блок примерно в десять раз (кронблок и талевый канат показаны схематично).

3.2 Термический способ бурения

Термический способ применяют при бурении взрывных скважин в очень крепких окварцованных породах, где механические способы бурения неэкономичны ввиду низкой скорости бурения и большого расхода инструмента. Этот способ применяют, как правило, на открытых работах.

Для разрушения породы используется высокая температура газов, вытекающих струями из горелки реактивного типа со сверхзвуковой скоростью. Интенсивный неравномерный нагрев породы приводит к неравномерному расширению отдельных ее участков, что вызывает механические напряжения, превышающие прочность породы, и она разрушается. При этом величина напряжений зависит от разности температуры отдельных слоев (участков).

Кроме этого, имеет значение увеличение объема кварца вследствие перехода его из одной модификации в другую (при температуре 573°C). Этот переход сопровождается увеличением объема кварца на 2,4%, вследствие этого в породе возникают напряжения, в 2—3 раза превышающие ее временное сопротивление сжатию.

Буровой снаряд для термического бурения состоит из горелки, штанги и устройства для подвода рабочих компонентов.

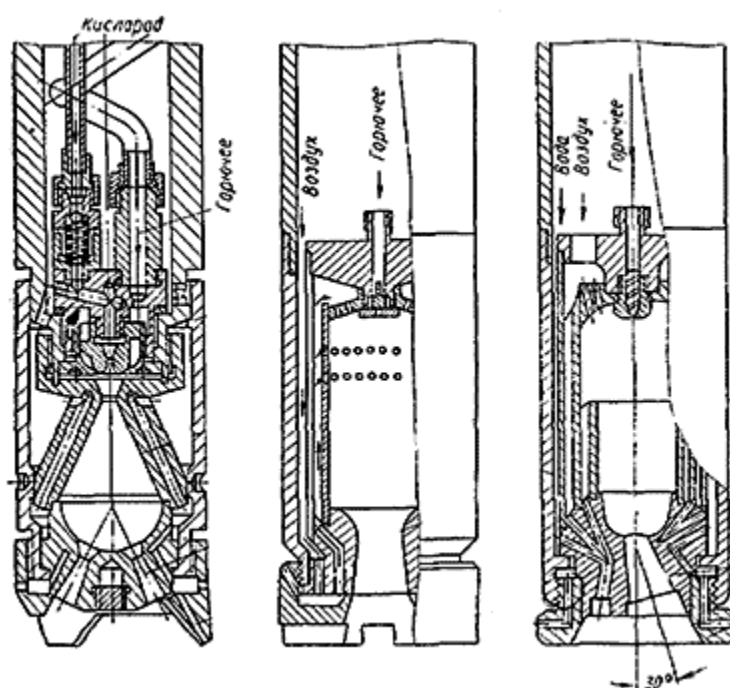


Рисунок 3. Буровой снаряд для термического бурения

Горелка состоит из корпуса, выполненного из красной меди и расположенного в стальном кожухе. Для охлаждения горелки в кольцевом пространстве между кожухом и горелкой циркулирует вода. В камеру горелки через форсунку подается горючее (керосин или бензин), а по каналам, расположенным вокруг форсунки, — окислитель (кислород или сжатый воздух). В камере сгорания развивается высокая температура (до 3000°C) и давление до 10 кгс/см^2 . Через сопло (одно или несколько) газы вытекают со скоростью до 1800 м/с и интенсивно нагревают отдельные участки забоя скважины. Порода трескается, а ее частицы отделяются от массива под механическим воздействием струи газов. Охлаждающая вода подается в

скважину, где испаряется. Образующаяся парогазовая смесь выходит из скважины со скоростью до 30 м/с, вынося разрушенную породу. Буровой снаряд в процессе бурения вращают со скоростью от 2 до 30 об/мин. При этом скважина может быть расширена в любой ее части за счет снижения скорости подачи бурового снаряда на забой.

Штанга состоит из внешней трубы, внутренних труб, служащих для подвода соответственно окислителя и горючего. Вода подается по внешней трубе. Длина штанги определяется глубиной скважины и в процессе бурения не наращивается. Рабочие компоненты подаются в горелку под давлением, превышающим давление в камере сгорания.

Подводящее устройство установлено на заднем конце штанги и состоит из корпуса с тремя штуцерами, к которым рабочие компоненты подводятся по гибким шлангам. Окислитель подается через штуцер, кольцевую камеру и трубку. Между вращающейся трубкой и корпусом установлена уплотняющая манжета. Охлаждающая вода подается в полость штанги по патрубку, кольцевой камере и трубке. Уплотнение камеры состоит из двух манжет. Горючее подается по штуцеру, кольцевой камере и трубке. Камера уплотнена манжетами. Расположение камеры, подводящей воду, между камерами, подводящими горючее и окислитель, обеспечивает противопожарную безопасность.

Буровой снаряд подвешивается на канате, его вес воспринимается упорным подшипником, а возможные радиальные нагрузки — подшипником. Горючее и вода подаются насосами, а сжатый воздух — компрессором. При применении в качестве окислителя кислорода последний подается из батареи баллонов, где он находится под давлением до 150 кгс/см². Для снижения давления кислорода до рабочего (10—15 кгс/см²), его пропускают через редукционные клапаны.

При диаметре скважины 120—180 мм расход рабочих компонентов составляет: кислорода — 100—300 м³/ч; керосина — 40—120 кг/ч; воды — 2,5—4,0 м/ч.

При применении в качестве окислителя сжатого воздуха машинная скорость бурения снижается, но, несмотря на это, бурение с применением кислорода менее экономично.

При термическом бурении по кварцитам $c = 18$ машинная скорость бурения возрастает в сравнении с шарошечным бурением в 6—7 раз, а стоимость снижается в 3—4 раза.

3.3 Электроимпульсным способом бурения

В самой сущности способа заложена возможность достижения более высокой в сравнении с механическими способами эффективности разрушения с низкими энергетическими затратами. При ЭИ разрушении механизм формирования в материале разрушающего поля напряжений аналогичен разрушению с помощью ВВ. Источник нагружения (канал разряда) находится в твердом теле, разрушение которого происходит за счет усилий растяжения. Учитывая, что прочность материалов на растяжение ниже в 3—10 раз, чем на сжатие, эффективность данного способа по сравнению с механическими способами должна пропорционально возрастать. Динамический характер нагружения обеспечивает хрупкое разрушение материала без потерь энергии на пластическую деформацию. По сравнению с использованием взрывчатых веществ ЭИ способ имеет то преимущество, что усилия, создаваемые в канале разряда, обеспечиваются подводом энергии от внешнего емкостного накопителя, и могут регулироваться по величине и во времени воздействия, что позволяет оптимизировать процесс разрушения в зависимости от физико-механических свойств горной породы. При этом энергозатраты на разрушение при электроимпульсном бурении скважин резко снижаются, так как разрушение происходит крупным сколом.

Эффективность электроимпульсного разрушения пород определяется в основном их электрофизическими, а не прочностными свойствами, а поэтому становится особенно высокой в сравнении с механическими способами разрушения по крепким и особо прочным породам. Между тем, электрическая и механическая прочность пород взаимосвязаны, хотя по электрической

прочности горные пород отличаются не столь значительно, как по механической. На основании этого можно говорить о малой зависимости эффективности электроимпульсного бурения от крепости горных пород.

Одна из технологических схем для эффективной ЭИ проходки скважин приведена на рис. 2.3.

Схема включает источник импульсного напряжения, буровой снаряд с направляющими и спускоподъемными механизмами и систему промывки скважин [3].

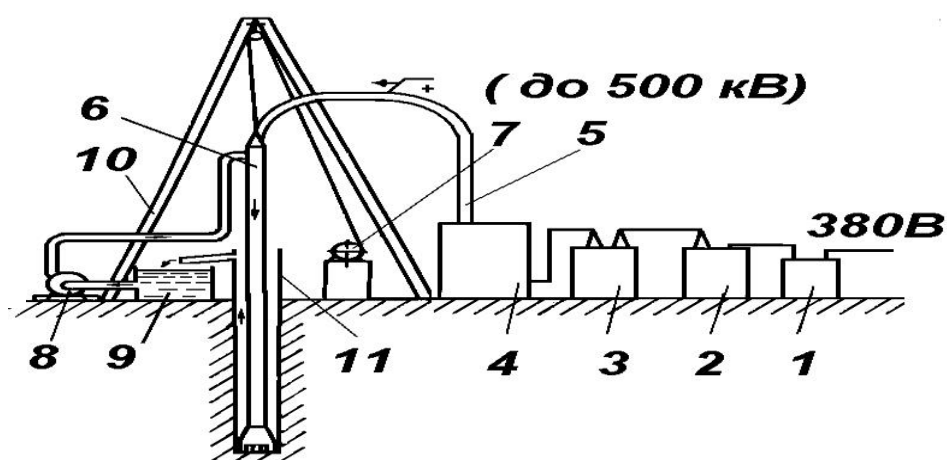


Рис. 3.1 Схема установки для электроимпульсного бурения скважин с прямой циркуляцией промывочной жидкости (воды):

1 – высоковольтный трансформатор; 2 – выпрямитель; 3 – дроссель; 4 – генератор импульсных напряжений; 5 – высоковольтный токоподвод; 6 – буровой снаряд; 7 – лебедка; 8 – буровой насос; 9 – бак с промывочной жидкостью; 10 – вышка; 11 – направляющая обсадная труба

Электрическая схема установок (рис. 2.4) представляет последовательную цепь элементов: пульт управления – регулирования высокого напряжения, повышающий трансформатор, выпрямитель, токоограничивающий дроссель, генератор импульсного напряжения (ГИН) по схеме Аркадьева–Маркса с индуктивными элементами между ступенями.

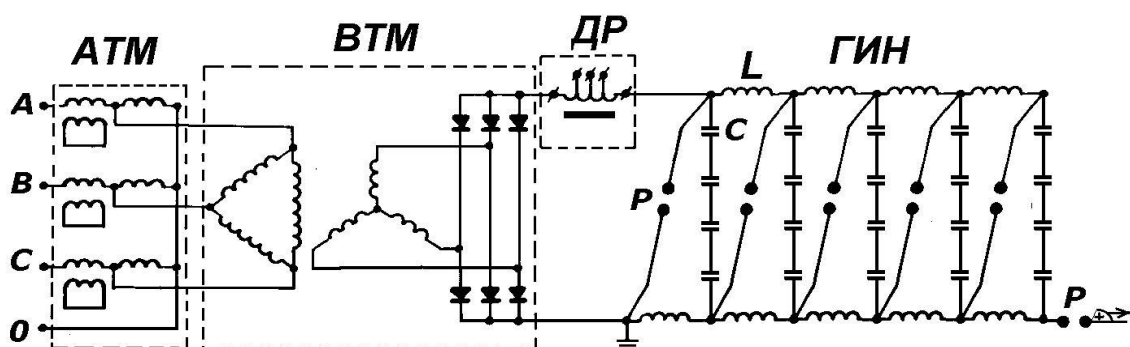


Рис. 3.2 Электрическая схема высоковольтной установки:

АТМ – регулировочный трансформатор пульта управления;

ВТМ – высоковольтный трансформатор с блоком выпрямления напряжения;

ДР – дроссель; ГИН – генератор импульсных напряжений; С – конденсаторы;

Главными элементами бурового снаряда являются породоразрушающий инструмент: долото (буровой наконечник); колонна буровых труб (рис. 2.5), высоковольтный ввод (рис. 2.6).

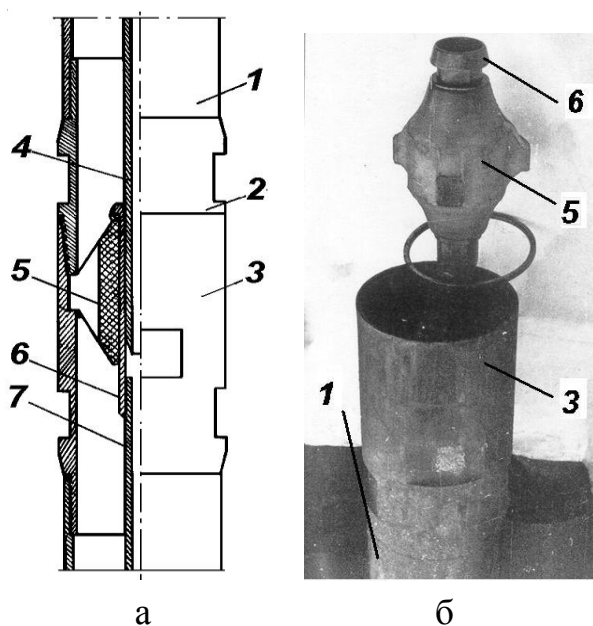


Рис. 3.3 Буровая колонна:

а – схема; б – конструкция

1 – буровая труба; 2 – нижний ниппель; 3 – верхний ниппель;

4 – нижний центрирующий токопровод; 5 – центрирующий изолятор; 6 – втулка удерживающая;

Буровая колонна предназначена для спуско-подъемных операций и выполняет также функцию передачи импульсов напряжения от генератора импульсов к забою. При использовании в качестве промывочной жидкости – изоляционной (дизельное топливо, трансформаторное масло и др.) колонна выполняется в виде коаксиальной системы. При этом центральная труба

служит токоподводом, наружная труба колонны заземляется. Пространство между ними заполняется изоляционной жидкостью, которая и служит в качестве промывочной.

По всей длине бурильной колонны центральный токовод зафиксирован относительно наружной трубы с помощью изоляторов.

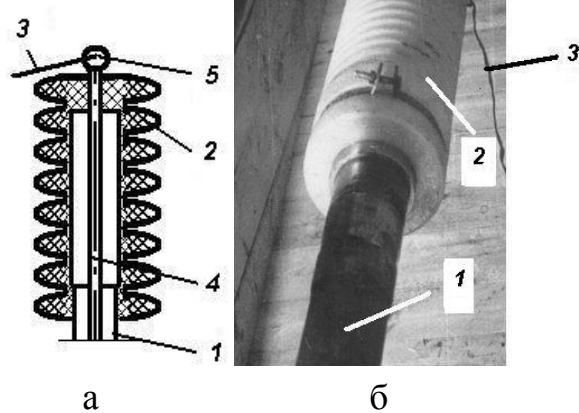


Рис. 3.4 Высоковольтный ввод:

а – схема; б – общий вид;

1 – наружная труба;

2 – полиэтиленовый изолятор;

3 – контактная шина;

4 – высоковольтный токовод;

5 – контактный шар

Для подвода высокого напряжения к буровому коаксиальному двухтрубному снаряду используется полиэтиленовый высоковольтный ввод (рис. 2.6). При промывке скважины водой внутренний токовод покрывается твердой изоляцией (высоковольтный кабель) – рис. 2.7, или предусматривается трубчатое коаксиальное исполнение центрального токовода с подачей по нему промывочной жидкости к забою, а изоляция внутреннего токовода от наружной заземленной трубы осуществляется заполнением межтрубного пространства изоляционной жидкостью [12].

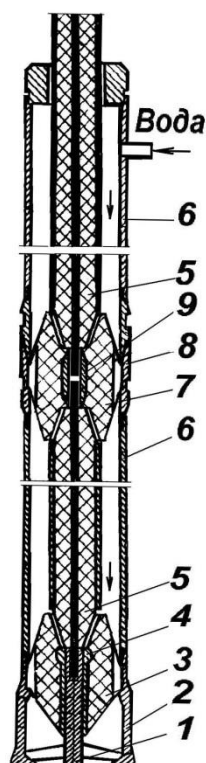


Рис. 3.5 Кабельный снаряд для бурения с промывкой водой:

1 – высоковольтные электроды долота (бурового наконечника);

2 – заземленные электроды долота; 3 – центрирующий изолятор долота; 4 – соединительная втулка изолятора долота; 5 – отрезки высоковольтного кабеля; 6 – наружная заземленная труба снаряда; 7 – соединительный изолятор кабеля; 8 – замковое соединение наружной трубы; 9 – соединительная втулка изолятора кабеля

Буровое долото (наконечник) представляет собой систему объединенных в единую конструкцию высоковольтных и

заземленных электродов, распределенных по забою с примерно одинаковой величиной промежутков между разнополярными электродами. Схемы распределения электродов на забое приведены на рис. 2.8.

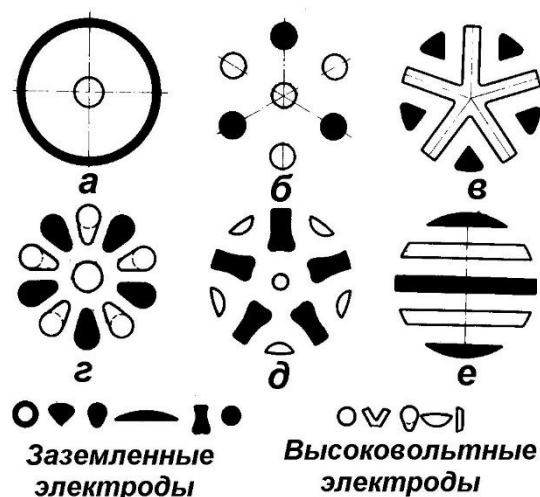


Рис. 3.6 Схемы расположения электродов долота на забое скважины:

а – радиальная; б, в, г, д – радиально-тангенциальные; е – пластинчато-

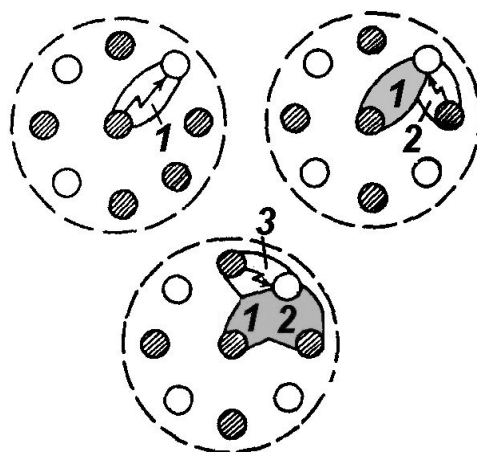


Рис. 3.7 Последовательность прохождения разрядов между электродами при разрушении породы на забое скважины

а – радиальная; б, в, г, д – радиально-тангенциальные; е – пластинчато-
 принципно важной особенностью
 способа является механизм
 автоматического распределения разрядов по промежуткам, присущий природе ЭИ-технологии.

При пробое в одном из промежутков 1 на рис. 3.6 образовавшаяся воронка от разрушенной разрядом породы заполняется жидкой средой, что приводит к его электрическому упрочнению. Последующие разряды 2, 3... и т.д. происходят поочередно в соседних промежутках, до тех пор пока не произойдет полное разрушение породы во всех промежутках по всей площади забоя.

Буровой снаряд переместится в новое положение (углубится в разрушаемый массив), когда все электроды снова окажутся в сравнительно равных условиях относительно электрической прочности породы под ними, и цикл разрушения породы под электродами будет повторяться [2].

На рис. 3.7 приведена конструкция бурового наконечника.

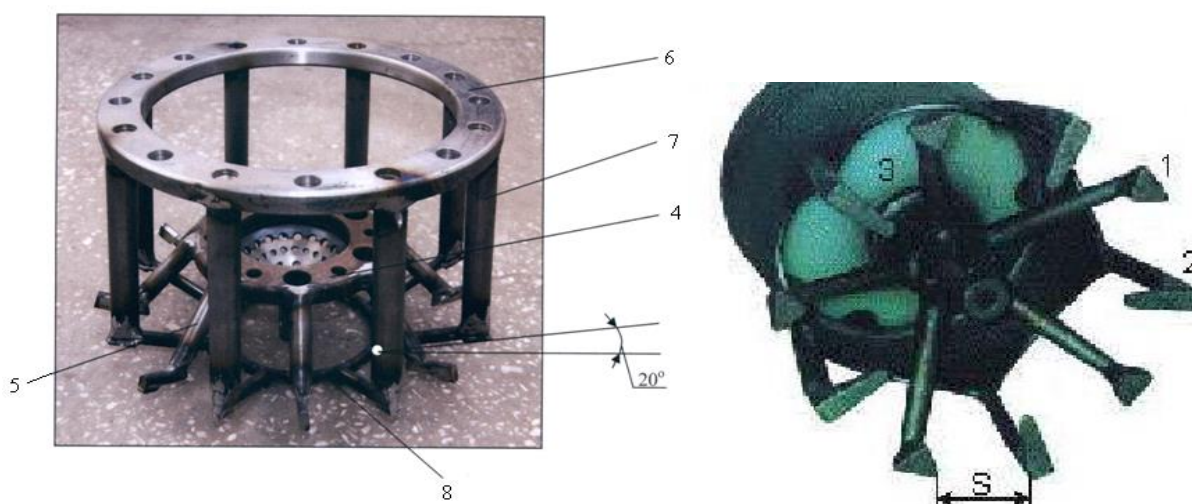


Рис. 3.8 Буровой наконечник диаметром 270 мм:

1 – высоковольтный электрод; 2 – заземленный электрод; 3 – изолятор бурового наконечника; 4 – опорный высоковольтный фланец; 5 – высоковольтные электроды; 6 – опорный фланец; 7 – заземленные электроды; 8 – дополнительный заземленный электрод; S – расстояние между электродами; 20° – угол наклона к горизонтальной плоскости конусных поверхностей элементов наконечника.

3.4 Вывод

При анализе рассмотренных не механических способов бурения выявили преимущества их перед роторным способом.

1. При термическом бурении по кварцитам машинная скорость бурения возрастает в сравнении с шарошечным бурением в 6--7 раз, а стоимость снижается в 3--4 раза. Чистая скорость Т. б. в породах, склонных к хрупкому шелушению, 4--25 м/ч. Достоинство Т. б. -- возможность расширения в любой части скважины до 300--500 мм;
2. Бурить скважины на любую глубину, а при необходимости - через всю толщу земной коры. Бурить скважины большого диаметра до 4-х и более метров. Через пробуренную скважину можно будет осуществлять прямой отбор тепла из недр Земли и использовать его в качестве альтернативного источника энергии для существующих

теплоэлектростанций или для вновь построенных геотермальных электростанций. Использовать скважины большого диаметра для хранения нефтепродуктов, предварительно обсадив их трубами такого же диаметра или покрыв стенки скважины соответствующей мастикой

3. Преимущества: более высокая скорость бурения чем при механическом способе; отсутствие зависимости скорости бурения от твердости и абразивности горных пород; отсутствие вращения породоразрушающего инструмента, что положительно влияет на продолжительность работы породоразрушающего инструмента

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Строительно-монтажные работы берётся из наряда на производство работ. Строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Подготовительные работы к бурению рассчитывают при составлении нормативной базы. Расчет нормативной базы входят:

- геологические, технические и технологические части проекта;
- нормы на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- инструкция по нормированию спуско-подъемных операций, вспомогательных, каротаж и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение определяется по формуле: $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$ час, (4.1)

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

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

$$N_{сп} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{под} = \frac{N_{сп} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{сп} = \frac{(N_{сп} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (4.4)$$

$$T_{под} = \frac{(N_{под} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (4.5)$$

Где $N_{сп}$, $N_{под}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{сп}$, $T_{под}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{1св}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины глубиной 2914 метров составляет 297 часов (механического бурения), время СПО составит 19,4 часов.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 39,41 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (4.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{2914}{297} = 9,81 \text{ м/час}.$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час}, \quad (4.7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВР}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, час;

$$V_P = 2914 / (297 + 19,4 + 53,32) = 7,8 \text{ м/ч}.$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (4.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{2914 \cdot 720}{803,9} = 2069 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (4.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 2914/3 = 971 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (Таблица 4.1.1).

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев.

Линейно-календарный график представлен в таблице 4.1.2

Условные обозначения к таблице 4.1.2

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания;

Таблица 4.1.2 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

Таблица 4.1.1 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Бурение под направление	III 393,7 М-ГВУ R-227	0	50	350	0,03	60	0,143	1,5	0,1	1,60
Промывка (ЕНВ)										0,04
Наращивание (ЕНВ)										0,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,34
Установка и вывод УБТ за палец										0,27
Крепление (ЕНВ)										21,59
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										2,30
Смена вахт (ЕНВ)										0,37
Итого:										30,01

Продолжение таблицы 4.1.1

Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 В 516УСМ.08	60	732	2900	0,04	628	0,217	25,12	1,59	26,71
Промывка (ЕНВ)										0,21
Наращивание (ЕНВ)										17,09
Смена долот (ЕНВ)										0,43
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,27
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,12
Установка и вывод УБТ за палец										0,22
Крепление (ЕНВ)										79,7
ПГИ (ЕНВ)										12,75
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										12,15
Смена вахт (ЕНВ)										1,96
Итого:										158,76
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 416 УВ	732	1500	2650	0,080	842	0,318	67,36	4,065	71,43
Бурение		1500	2637	2400	0,135	1137	0,474	153,5	8,661	165,16
Промывка (ЕНВ)										3,26
Наращивание (ЕНВ)										17,92
Смена долот (ЕНВ)										0,87
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,27
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,67
										0,27
										104,27

Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Смена обтираторов (ЕНВ) Проверка ПВО Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого: Итого по колоннам:										67,18 0,50 30,15 43,06 6,95 562,57 751,34
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сутки										33,5
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м										2361
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										35,1

4.2 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 4.3.1 - сметная стоимость скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, тыс. руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2914		171298,9
	Итого полевых работ: Σ_1				174647,7
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2201,40
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2751,70
	Итого основных расходов: Σ_2				179600,80
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	37680,16
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	24492,10
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				241773,06
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	26376,11
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_3	28260,11
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1467,58
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_3	5652,02
	- доплаты	%	8	от Σ_3	15072,06
	- охрана природы	%	5	от Σ_3	9420,04
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	25057,30
ИТОГО сметная стоимость					298442,06
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					352161,63

Сметно-финансовый расчет основных расходов буровых работ (СМ-5)

Расчет данной сметы сведен в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2 - СМ-5

Статьи затрат	Буровые работы	
	Норма, руб.	Норма затрат с учетом коэффициентов, руб.
Заработная плата	2350000	
Дополнительная зарплата (7,9%)	185650	
Фонд заработной платы (ФЗП)	2535650	
Страховые выплаты (30%)	760695	
Фонд оплаты труда (ФОТ) (κ=1,3)	2310400	3003520
Материальные затраты (κ=1,1)	435000	478500
Амортизация (κ=0,8)	650000	520000
Итого		4002020

Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Расчет данной сметы сведен в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3 - Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Профессия	Отработанных дней	Оклад, руб.
Ведущий инженер-технолог	28	120000
Технолог	28	70000
Экономист	14	40000
Главный геолог	28	75000
Сметчик	14	28000
Итого:		333000
Дополнительная заработная плата (ДЗП)		25122
Фонд заработной платы (ФЗП)		343122
Страховые взносы		89211,7
Материалы		14800
Амортизация		15400
Транспорт		43000
Резерв		18000
Командировки		20000
Итого		901655,7

5 Социальная ответственность при бурении нефтяных и газовых скважин.

Введение.

На Северо - Останинском месторождение, скважина глубиной 2470м. При бурении скважины задачи социальной ответственности решаются во взаимосвязи с технологическими процессами и оборудованием, свойствами веществ и особенностями производственной среды. В настоящее время с особой остротой стоит вопрос об охране окружающей среды. Главными задачами являются, повышение эффективности мер по охране природы, улучшение охраны водных ресурсов, повышение эффективности работы очистных сооружений, обеспечивающих рациональное использование земель, усиление охраны недр. Необходимо повысить контроль за состоянием окружающей среды.

5.1 Производственная безопасность.

5.1.1 Анализ опасных и вредных факторов при бурении скважины.

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, при несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности:

- Механические травмы.
 - возможны при проведении СПО, падения с высоты различных предметов, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда и т.д.
- Поражение электрическим током.
 - возможно при недостаточной изоляции токоведущих частей, отсутствия защитного заземления, отсутствия защитных средств при обслуживании электроустановок.
- Пожары - возникают вследствие взаимодействия открытого огня с легковоспламеняющимися веществами (нефть, газ и т.д.).

Возможные источники пожара:

- короткое замыкание, перегрев проводки;
- открытый огонь;
- удар молнии;
- статическое электричество.

➤ Взрывы – возможны при: - наличии горючих веществ; - наличии сосудов под давлением; - источника зажигания (открытый огонь, короткое замыкание, статическое электричество).

➤ Ожоги – возможны при неправильном обращении с химическими реагентами, открытым огнем и горючими материалами, от электрического тока.

5.1.2 Анализ опасных и вредных факторов на рабочем месте.

- Шум.
- Вибрация.
- Освещение.
- Запыленность и загазованность.

Чтобы исключить эффекты, воздействие опасных и вредных факторов на рабочем месте ограничивается предельно допустимыми уровнями (ПДУ) или концентрациями (ПДК).

5.1.3 Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов

Таблица 5.1. Нормы освещенности

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма [49], ПК
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

Продолжение таблицы 5.1

Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, 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

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, которые являются источниками шумов и вибраций.

Для уменьшения вредного воздействия на человека, необходим своевременный осмотр и ремонт, смазка вращающихся деталей.

В цехах защиты от холода, внешних факторов, шума, вибраций, а также травмирования, электротока, пыли, вредных веществ применяются средства индивидуальной защиты, представленные в таблице .

Таблица 5.2. - Средства индивидуальной защиты

Наименование	ГОСТ, ТУ	Количество, шт
Костюм брезентовый или х/б с водоотталкивающей прошивкой Сапоги кирзовые Рукавицы брезентовые Костюм зимний Валенки	ГОСТ 27651-88 ГОСТ 5394-89 ГОСТ 12.4.010-755 ГОСТ 29335-92	На каждого члена бригады

Каска защитная "Труд"	ГОСТ 18724-80	
Полушубок	ГОСТ 12.4.087-84	2
Каска противошумная ВЦНИИОТ-2	ГОСТ 4432-71	2
Респиратор типа "Лепесток"	ТУ 1-01-0201-79	2
Предохранительный пояс вер- хового	ГОСТ 12.4.028-76	
Монтажные когти и пояс		
Сумка брезентовая для инстру- мента и работы на высоте	ГОСТ 12.4.089-86	2
	-	1
Виброгасящие коврики под ноги у пульта бурильщика и АКБ-ЗМ	-	6
		6
		2
Щиток-маска электросварщика		
Очки открытые (ОЗО)	ГОСТ 26568-85	5
Очки закрытые (ОЗЗ)	ГОСТ 12.4.023-84	Эл. монтер
Подставка диэлектрическая	ГОСТ 12.4.013-85	
Спецодежда для работы с ки- слотами и реагентами	ГОСТ 12.4.013-85	1
Монтерский инструмент	ГОСТ 4997-75	
Аптечка медицинская первой помощи	ГОСТ 27652-88	
	-	
	ГОСТ 2326-78	

Шум и вибрация

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, которые являются источниками шумов и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросито, ротор и др. Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить

своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Основными источниками шума на буровой являются: роторный стол до 115дБ, буровая лебедка до 96 дБ, вибросито до 98 дБ. При бурении ротором шум составляет до 115 дБ, при СПО до 105 дБ. В связи с этим имеется превышение уровня шума над нормами по ГОСТ 12.1.003-83 на 13-15 дБ, что требует принятия мер по защите работающих (таблица 80).

Уровни вибрации в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012-90 представлены в таблице 5.3

Таблица 5.3. - Шум на рабочих местах по ГОСТ 12.1003-83

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 5.4. - Уровни вибрации по ГОСТ 12.1.012-90

Виды вибраций	Наименование, по которому нормируется вибрации	Логарифмические уровни виброскорости в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					
		2	4	8	16	31,5	63
Технологическая на постоянных местах	Вертикальная по оси	108	99	93	92	92	92
	Горизонтальная по оси	1,3	0,45	0,22	0,2	0,2	0,2

Электробезопасность и молниезащита

Основным источником электротравматизма в бурении является установки низкого напряжения (до 200 В) так и высокого (до 1000 В) напряжения. Основными мерами защиты на электроустановках является

надежная изоляция пускорегулирующих аппаратов контактов магнитных пускателей, автоматов, цепей автоматического привода.

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ) помещения и наружные установки, в зависимости от способности и образованию взрывоопасных смесей или возгоранию находящихся в них материалов и веществ делятся на взрыво и пожароопасные. Буровая установка "Уралмаш 3000 ЭУК 1М" относится к взрывоопасной зоне В_{1Г}, насосный блок - В_{1А}. Маркировка электрооборудования соответствует ГОСТ 12.2.020-76, для В_{1Г} – 2Е × d II АТЗ, для В₁-В_{1А} - ОЕ × d II Т6 [50].

Защита технологического оборудования от атмосферных напряжений осуществляется молниеотводом, в качестве которого применяется буровая вышка высотой 53 м. При размещении буровой на ровной площадке все превышенные сооружения должны иметь высоту не более 7 метров. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м и высотой 7 м. Категория молнезащиты II. Тип зоны Б.

5.2 Экологическая безопасность.

5.2.1 Анализ возможного влияния при бурении на окружающую среду.

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды нарушений природной среды:

- отчуждение и приведение в негодность плодородных земель;
- нарушение почвенного слоя и уменьшение продуктивности почв на месте ведения буровых работ;
- поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов, применяемых в качестве добавок к буровым растворам;
- утечка и проникновение в продуктивный горизонт масел, нефтепродуктов и глинистых растворов, обработанных химическими реагентами;

- загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами, что ведёт к последующему проникновению этих вод в скважину;

- загрязнение подземных вод в ходе бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ при использовании таких технических и технологических средств, как торпедирование, соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта.

5.2.2 Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду.

Основными источниками загрязнения окружающей среды при бу-рении скважин являются:

- буровая установка;
- система приготовления и подачи буровых растворов;
- буровые сточные воды и шлам;
- двигатели внутреннего сгорания;

У склады горюче-смазочных материалов, реагентов для обработки тампонажных растворов;

- хозяйственно-бытовые строения; котельные.

При бурении скважин на нефть и газ появляются дополнительные источники загрязнения окружающей среды:

- факельные установки при сжигании газа;
- амбары пластовых флюидов.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду не одинаково и зависит от:

- типа буровой установки, способа монтажа и вида привода;
- конструкции скважины;
- применяемого способа бурения;

У продолжительности строительства скважин;

- природно-климатических условий района;
- ситуационной и инженерно-геологической характеристики района;

5.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

Для обеспечения экологически безопасного строительства скважины предусмотрено:

1 Сокращение объемов отработанного бурового раствора за счет применения циркуляционной системы очистки бурового раствора от выбуренной породы. Циркуляционная система очистки раствора от шлама трех ступенчатая: вибросито, пескоотделитель, илоотделитель.

2 Применение полимерглинистого раствора с рецептурой, включающей малоопасные компоненты с определенными санитарно-токсикологическими характеристиками.

3 Применение непроницаемого накопителя для сбора отходов бурения.

Вредные вещества в процессе строительства скважины могут поступать в рабочую зону в качестве продуктов сгорания топлива, а также возможно поступление вредных веществ к устью скважины в виде пластовых флюидов.

Показатели значений предельно допустимых концентраций (ПДК) материалов и химреагентов, используемых в бурении для водных объектов (таблица 5.5.).

Таблица 5.5. - Значение ПДК материалов и химреагентов, используемых в бурении для водных объектов ГОСТ 17.1.3.13-86

Материалы и химреагенты	Лимитирующий показатель вредности (ЛПВ)	Значения ПДК или ОБУВ, мг/дм ³		Класс опасности
		водные объекты рыбохозяйственного назначения	водные объекты хозяйственно-питьевого и культурно бытового назначения	
1	2	3	4	5
Сода кальцинированная*	с-токс.	120,0	-	-
ПАЦ-BB	токс. общ.	12	-	4
		-	5,0	4
GEOPAN	токс.	0,1	6,0	4

Продолжение таблицы 5.5.

Нефть и нефтепродукты	рыбох.	0,05	-	3
	орг.	-	0,3	4
Едкий натр (NaOH)	с-токс.	120,0	-	-
Поваренная соль (NaCl)	с-токс.	120,0	-	-
НТФ	с-токс.	0,05	-	-

1. Система сбора отходов бурения проектируется с учетом требований технологического задания к рабочему проекту, наличия технологического оборудования, токсикологической характеристики отходов бурения, объемов жидких и твердых отходов, образующихся при строительстве скважин.
2. С целью уменьшения отрицательного воздействия буровых работ на окружающую природную среду компоновочные и технологические решения при размещении оборудования отвечают следующим требованиям:
 3. 1 система сборов отходов бурения осуществляется совместным накоплением бурового шлама, отработанного бурового раствора в одном накопителе;
 4. 2 конструктивное исполнение емкостей, коммуникаций циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водо(паро)снабжения и другого технологического оборудования должно предотвращать утечки, переливы и проливы технологических жидкостей, воды и масел;
 5. теплофикация блоков с технологическим оборудованием должна обеспечивать положительные температуры на уровне пола блоков, а конструктивное исполнение пола предусматривает наличие поддонов, желобов обеспечивающих сбор и отвод проливов жидкостей, образующихся при ремонте оборудования;

6. промывочная жидкость, стекающая с труб во время подъема инструмента, отводится через подроторную воронку в систему циркуляции;
7. поверхностный обмыв оборудования буровой установки производится с обеспечением отвода сточных вод в накопитель отходов бурения за счет организованного уклона поверхности насыпного основания, находящейся под блоками буровой установки;
8. Экологически безопасное захоронение отходов бурения обеспечивается соответствующим расположением накопителя отходов, прочностью и устойчивостью его конструкции, не допускающей переливов, прорывов и фильтрации отходов.
9. Конструктивная прочность накопителя и предотвращение фильтрации жидкой фазы отходов бурения обеспечивается созданием по внутренней поверхности накопителя противофильтрационного экрана с применением синтетического нетканого материала.
10. Объем накопителя в 1,7 раз превышает суммарный объем сброса отходов бурения, что обеспечивает возможность его ликвидации с созданием изолирующего экрана над поверхностью накопителя.
11. Охрана атмосферного воздуха
12. Характеристика и параметры источников выбросов.
13. Загрязнение приземного слоя атмосферы за весь период строительства скважины происходит:
 - 14.- продуктами сгорания топлива котельной, работающей на газоконденсате;
 - 15.- продуктами сгорания флюида на факельной установке при испытании скважины;
 - 16.- продуктами испарения ГСМ из емкости, расположенной на буровой площадке;
 - 17.- продуктами сгорания топлива двигателей внутреннего сгорания энерговагона.
18. ПДК вредных веществ в атмосфере в населённой местности. 5.6.

Таблица 5.6 - ПДК вредных веществ в атмосфере в населённой местности.

Вещество	ПДК, мг/м ³		Класс опасности
	Максимально-разовая	Среднесуточная	
Окислы азота	0,2	0,04	3
Оксид углерода	5,0	3,0	4
Углерод технический (сажа)	0,15	0,05	3
Бензин нефтяной	5,0	1,5	4
Сероводород	0,008	-	3
Углеводороды	ОБУВ по метану 50 мг/м ³		

Мероприятия по охране земель

При подготовке площади под строительство скважины нужно строго соблюдать нормы отвода земель. Выбираем площадку под бурение куста скважин, которая должна иметь обваловку высотой не менее 1 м, для исключения попадания загрязненных сточных вод в водоемы. Буровая площадка должна быть очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом создания уклона в сторону шламовых амбаров, обеспечивающего водосток. Величина уклона не должна превышать 0,5 м.

При разливах нефти на поверхность почвы, ее необходимо удалить, затем загрязненные участки обработать собирающими материалами (торф, древесная стружка), вещество удалить с поверхности почвы в место захоронения отходов.

Рекультивации подлежат загрязненные земли всех категорий. Рекультивация происходит в два этапа: механическая (приводят загрязненные площади в порядок, планируют), биологическая рекультивация (восстанавливают структурные свойства плодородного слоя).

5.3 Безопасность чрезвычайных ситуаций.

5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин.

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.

5.3.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при бурении скважин.

Чрезвычайные ситуации делятся на технологические и природные.

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

Ситуации, связанные с авариями на рабочем месте при бурении скважины относятся к технологическим.

5.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.

В случае возникновения аварийной ситуации или открытого фонтана работы по их ликвидации должны осуществляться силами военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

На всех скважинах должен быть комплект первичных средств пожаротушения, который представлен в таблице 5.8.

Таблица 5.8. - Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ТУ	К о л- в о	Место установки
Химические огнетушители ХСП-10 Ящики с песком	ТУ 22-4720-80 -	2 1	Пожарный щит Насосное отделение 1;

	-	9	высечный блок-1; си- ловой -2, ГСМ-1; эл/станция -1; котель- ная –1, жил.блок-1
Ведра пожарные			
Топоры			Высечный блок-1; силовой блок -1; склад ГСМ-1; жил. блок – 1
Багры	-	8	
Лопаты	-	8	
Кошма 2 × 2	-	1	
Рукава пожарные	-	2	ГСМ-1; эл/станция –1
	-	3	
	-	3	

Буровая вышка относится к взрывопожароопасной категории производства А (НПБ-105-95) [52]. Степень стойкости по СНиП 21-01-97 [53].

Меры противопожарной безопасности при хранении ГСМ:

- место хранения обваловывается;
- электрооборудование используется во взрывозащитном исполнении;
- емкости ГСМ заземляются;
- при проливе ГСМ место пролива засыпается;
- не использовать открытый огонь на территории буровой.

Возникновение пожара происходит, как правило, в одной точке производственного помещения или объекта. Распространение пожара зависит от пожароопасных свойств горючего вещества, его количества, характеристик производственного помещения и т.д.

Источниками воспламенения горючих материалов могут стать открытые факелы, паяльные лампы, костры, спички, электродуги сварочных аппаратов, искры от электрооборудования, электропроводки.

В связи с вышеизложенными необходимо производить профилактику пожаров, она заключается в:

- предотвращение образования горючей среды;

- предотвращение образования источников зажигания;
- поддержание в горючей сфере температуры ниже максимально допустимой до воспламенения;
- поддержание давления в горючей среде ниже максимально допустимого до воспламенения.

На буровой основными пожароопасными процессами строительства скважины является приготовление и применение промывочных жидкостей на углеводородной основе, вскрытие нефтегазосодержащих пластов и работа в не обсаженном стволе после вскрытия таких пластов. Особое внимание при этом следует обратить на:

- недопущение больших выделений из углеводородных компонентов и раствора летучих фракций;
- недопущение разлива раствора и его компонентов в процессе обучения, СПО, ремонтных работ;
- удаление пролитых горючих жидкостей;
- недопущение образования источников воспламенения
- Курить, применять открытый огонь в пределах охранной зоны (50 метров) запрещается.

Применяемая при освоении скважин техника должна располагаться от устья на расстоянии не ближе 25 м с наветренной стороны. Выхлопные трубы должны оборудоваться искрогасителями.

Рассмотрим один из наиболее характерных случаев – фонтан, первичными признаками которого являются: выход промывочной жидкости при отсутствии циркуляции, наличие в циркулирующей жидкости пачек сильно насыщенных газом или нефтью, увеличение объемов промывочной жидкости в приемных емкостях.

При возникновении открытого фонтана буровая бригада обязана:

- 1 прекратить все работы в загазованной зоне и покинуть ее;
- 2 остановить двигатели внутреннего сгорания;

3 отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованной зоне;

4 потушить технические и бытовые топки, находящиеся на буровой;

5 на территории, которая может оказаться загазованной, прекратить производство всех огневых работ, курение, пользование стальным инструментом и другие действия ведущие к образованию искры;

6 запретить всякое движение по территории прилегающей к скважине автотранспорта и гусеничной техники;

7 принять меры для предотвращения растекания нефти;

8 сообщить о случившемся и принятых мерах руководству и вызвать на скважину подразделение военизированной службы по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов, скорую помощь, пожарную охрану.

Работы по ликвидации открытых фонтанов относят к особо опасным, поэтому для их оперативного управления создается штаб. Буровая бригада выполняет вспомогательные работы, а при необходимости эвакуироваться в безопасное место.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.

1) нормы-льготы, предоставляющие работникам дополнительные гарантии их права на труд, по охране труда, рабочему времени, отпускам. Такие нормы льготы (думается, их правильнее называть нормы-компенсации, поскольку ими компенсируется тяжесть, вредность труда для работника) установлены для работающих во вредных и (или) опасных условиях женщин, несовершеннолетних работников, работников, совмещающих труд с обучением, и др.;

2) нормы-изъятия, как-то ограничивающие общие права (например, для государственных служащих, руководителей организаций и др.);

3) нормы-приспособления, которые приспособливают общие нормы к особенностям данного вида труда (отраслевая дифференциация), на пример с учетом характера и ответственности работников транспорта, педагогических работников и др.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.

Требования к рабочему месту.

Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя, или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать: Физическую тяжесть работ;

размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ технологические особенности процесса выполнения работ (требуемая точность действий, характер чередования по времени пассивного наблюдения и физических действий, необходимость ведения записей).

Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ12.2.032-78, в положении стоя - ГОСТ12.2.033-78.

3.3. При высоте рабочей поверхности и размерах моторного поля, соответствующих рабочему месту при выполнении работ в положении стоя, если технологический процесс не требует постоянного передвижения работающего и физическая тяжесть работ позволяет выполнять их в положении сидя, в конструкцию рабочего места следует включить кресло и подставку для ног, а также предусмотреть в конструкции производственного оборудования пространство для размещения ног, позволяющие выполнять работы при высокой посадке работающего. Высота поверхности сиденья кресла над полом, размеры.

Объёмы отходов бурения

Основными отходами при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор. Объем бурового шлама равен объему скважины и определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \cdot (L_{\text{К}} \cdot D_{\text{К}}^2 + (L_{\text{ЭК}} - L_{\text{К}}) \cdot D_{\text{ЭК}}^2), \quad (5.1)$$

где $L_{\text{К}}$, $D_{\text{К}}$ – длина и диаметр кондуктора, соответственно;

$L_{\text{ЭК}}$, $D_{\text{ЭК}}$ – длина и диаметр эксплуатационной колонны, соответственно.

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \cdot (1042 \cdot 0,2953^2 + (2765 - 1042) \cdot 0,2159^2) = 171,1 \text{ м}^3.$$

Объем отработанный буровой раствор можно считать так же приблизительно равным объему скважины, плюс объем раствора, используемого для освоения скважины (1,5 объема скважины):

$$V_{\text{ОБР}} = V_{\text{СКВ}} + 1,5 \cdot V_{\text{СКВ}}, \quad (5.2)$$

$$V_{\text{ОБР}} = 171,1 + 1,5 \cdot 171,1 = 427,75 \text{ м}^3.$$

Также одним из основных источников загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин являются буровые сточные воды. Согласно, при бурении скважин в Западной Сибири, удельный объем буровых сточных вод на один метр проходки составляет $0,24 \text{ м}^3$. Тогда объем буровых сточных вод составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,24 \cdot 171,1 = 41 \text{ м}^3.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проделанного нами исследования на тему «Наклонно-направленной эксплуатационной нефтяной скважины Северо - Останинского месторождения (Томская область)»

На анализе геологических условий подобрана и обоснована конструкция скважины с учетом ее бурения, построен и рассчитан профиль скважины на основании материала по ранее пробуренных скважин, произведен способ бурения скважины, рабочего инструмента по итогам анализа карточек отработки долот. Выбран тип бурового раствора, а также сделан расчет бурильной и обсадной колонны. Сделан гидравлический расчет интервалов бурения и расчет цементирования. А так же, совершено проектирование режима бурения, представлено описание заключительных работ на скважине, организация трудовых и производственных процессов, механизация производственных действий и контрольно-измерительных приборов (КИП). А кроме этого произведен выбор буровой установки.

В разделе социальная ответственность выявлены условия и факторы производственного травматизма. Приведены мероприятия, нацеленные на устранение производственного риска и его снижение.

Сделаны мероприятия, нацеленные на сохранение слоя земли при строительстве и проводке скважины, предотвращение загрязнения водоёмов и атмосферного воздуха. Выполнение данных мероприятий должно осуществляться и при строительстве последующих скважин.

В Финансовом менеджменте описан и проведен Анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения ,расчеты нормативной продолжительности строительства скважины, сделаны нормативные карты и сметные расчеты по скважине.

Рассмотрен специальный вопрос «Немеханические виды способов бурения».

Список использованной литературы

1. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031-01 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
2. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности
3. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
4. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
5. ГОСТ 12.4.123-83 Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования
6. СН 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях
7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ)
8. Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
9. ГОСТ 12.1.004 - 76 «Пожарная безопасность»
10. ГОСТ 12.1.010 - 76 «Взрывобезопасность. Общие требования»
11. СН-245-71 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий
12. П-92-76 Строительные нормы и правила проектирования вспомогательных зданий и помещений промышленных предприятий
13. Санитарные правила по организации технологических процессов и гигиенические требования к производственному оборудованию № 1042-73
14. РД 10-333-99 Типовая инструкция для ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением
15. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»

16. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
17. СНиП 2.01.02-85 «Противопожарные нормы»
18. РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше»
19. ГОСТ 17.0.0.01-76 «Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения»
20. Басарыгин КХМ., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. Пособие для вузов.-М,: 000 «Недра-Бизнес центор» 2000.- 670с: ил,
21. Булатов А,И., Проселков КХМ, Макаренко ГГ.ГТ.Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. Пособие для вузов,-М: ОАО «Издательство «Недра», 1999. -424с.: ил.
22. Ганджумян РА., Калинки Л.Г., Никитин БЛ.Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие / Под редакцией Калинин А.Г. - М: ОАО «Издательство «Недра», 2000. -489с: ил.
23. Долгих ЛЛ.Расчеты крепления нефтяных и газовых скважин: Учеб, Пособие / Перм. Гос. Тех. Ун-т. - Пермь, 2006. – 87с.
24. Зиненко В.Л.Направленное бурение. Учеб. Пособие для вузов. - М.: Недра, 1990. -152с; ил.
25. Инструкция по расчету наклонно направленных скважин (РД 39.2-810-82).
26. Исаченко Р.Х.Инклинометрия скважин. -М.: Недра. 1987, 216с
27. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочнк. - 3-е изл.. перераб. и доп. -М; Недра. 1990. 103с: ил,
28. Калинин А. Г., Григорян Н.А.. Султанов Б.З.Бурение наклонных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. - М,: Недра, 1990.-348с: ил,
29. Калинин А.Г. Искривление скважин. М., «Недра», 1974. 304с

30. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1987, - 304с
31. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процессов бурения; Справочное пособие. - М.: Недра, 1939.-253с: ил.
32. Основы технологии горизонтальной скважины / пер. с англ. И ред.: В.Ф. Будников, Е.КХ Проселков, КХМ. Проселков, - Краснодар: «Сов. Кубань», 2003, - 424с: ил,
33. Середа НТ., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин; Учебник для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. -М.: Недра, 1988-- 360с: ил.