

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: технология геологической разведки
Кафедра бурения скважин

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Создание проекта разведочно – эксплуатационной скважины с детальным рассмотрением вопросов предупреждения и ликвидации аварий в скважине.

УДК 553.982.622:243.23(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222В	Аксенов Богдан Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брылин В. И.	К.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Геолого-методическая часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гаврилов Р. Ю.	К.г.-м. н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О. П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой БС	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А. В.	К.т.н.		

Томск 2017

Оглавление

Реферат	5
Введение.....	8
1. Геолого-методическая часть.....	9
1.1 Географо – экономическая характеристика района работ	9
1.1.1 Административное положение объекта работ.....	9
1.1.2 Рельеф.....	9
1.1.3 Климат	10
1.1.4 Растительность. Животный мир	10
1.2 Геологическая характеристика объекта работ по строительству эксплуатационной скважины	11
1.2.1 Назначение скважин, проектная глубина и горизонт	11
1.2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	11
1.2.3 Нефтегазоводоносность по разрезу скважин.....	15
1.2.4 Возможные осложнения по разрезу скважин	18
2. Технологическая часть	21
2.1. Выбор и обоснование способа бурения	21
2.2. Конструкция скважины	22
2.3. Обоснование класса и типа долот по интервалам бурения	28
2.4. Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.....	32
2.5. Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента	34
2.6. Выбор состава и свойств очистного агента.....	35
2.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	39
2.8. Оборудование для отбора керна	41
2.9. Спуск и крепление обсадной колонны	41
2.9 Проектирование и расчет бурильной колонны	45
2.9.1. Расчет утяжеленных бурильных труб	45
2.9.2. Расчет колонны бурильных труб	49
2.9. 3 Элементы оснастки бурильной колонны.....	53
2.11 Обеспечение свойств очистного агента, отчистка и контроль параметров	

2.12 Выбор и обоснование типа буровой установки	66
2.12.1 Проверочные расчеты грузоподъемности вышки	68
2.12.2 Расчет и выбор талевой системы	68
2.12.3 Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии	70
2.12.4 Определение усилий в ветвях талевой системы	71
2.12.5 Определение нагрузки на вышку при подъеме инструмента	73
2.12. 6Определение КПД талевой системы	74
2.12. 7 Определение грузоподъемности талевой системы	74
2.12.8 Расчет талевого каната	75
2.13. Буровой насос и параметры подачи	76
2.14 Выбор источника энергии	78
2.15 Выбор бурильных и ведущих труб	80
3. Специальный вопрос: Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при строительстве разведочной скважины	82
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	88
4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»	88
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	90
4.2 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	94
5. Социальная ответственность	95
5.1 Профессиональная социальная безопасность	96
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	97
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	98
5.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов	99
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104
Заключение	106

Список литературы	107
Приложение А (Геолого-технический наряд)	
Приложение Б (Компоновка низа бурильной колонны при бурении интервала 960-2520 метров)	
Приложение В (Схема расположения оборудования и привышечных сооружений БУ 3000 ЭУк - 1М)	

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страницы, 7 рисунков, 42 таблицы, 19 литературных источников, 3 приложения.

Ключевые слова: бурение, Приразломное месторождение, бурение нефтяных скважин, отбор керна, осложнения и аварии при бурении скважин

Объектом исследования является технология сооружения эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 2520 метров Приразломного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа.

Цель работы – разработка технологии строительства одноколонной вертикальной скважины на Приразломном месторождении. Провести обзор осложнений и аварий при бурении скважины. Организация работ на объекте.

В ходе выпускной квалификационной работы была описана технология строительства скважины, проведены расчеты параметров режима бурения, выбраны и обоснованы, а также проведены проверочные расчеты бурового оборудования.

В результате проектирования был получен технологический план на сооружение вертикальной скважины глубиной 2520 метров на Приразломном месторождении. Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: выпускная квалификационная работа отражает подробное описание используемой буровой установки БУ 3000 ЭУК-1М и ее комплектующих; приведены расчеты основных режимов бурения; на основании расчетов был произведен подбор соответствующего под эти условия породоразрушающего инструмента.

Экономическая эффективность/значимость работы: доработка Приразломного месторождения путем сооружения эксплуатационной вертикальной скважины с отбором керна, которая позволит увеличить сырьевую базу компании ОАО «Сургутнефтегаз».

Abstract

The graduate qualification work includes 107 pages, 7 figures, 42 tables, 19 sources.

Keywords: drilling, Prirazlomnoe oil field, drilling oil well, core samples collection, drilling hazards.

The object of research is the technology of construction of exploratory vertical oil well depth of 2520 meters Prirazlomnoe field of Khanty-Mansiisk autonomous district.

Purpose of work: development of technological solutions for the construction of One-column hole, to review and analyze drilling hazards.

During the course of the final qualification work, the technology of well construction was described, the parameters of the drilling regime were calculated, selected and justified, and verification of the drilling equipment.

As a result of designing: The result of a technical project for the construction of a vertical well depth of 2 520 meters.

Basic constructive, technological, technical and operational characteristics: The main design, technological and technical and operational characteristics: the final qualification work reflects the detailed description of the drilling rig BUU 3000 EUK-1M and its components; Calculations of the main drilling practices; based on calculations was made the selection of the corresponding rock destruction tool.

Economic efficiency / significance of the work: additional development of the Prirazlomnoye oilfield by constructing an operational vertical well with core sampling, which will increase the raw material base of companies JSC “Surgutneftegaz”.

The main design, technological and technical and operational characteristics: the final qualification work reflects the detailed description of the drilling rig BUU 3000 EuK-1M and its components; Calculations of the main drilling modes; On the basis of calculations, the selection of the corresponding rock destruction tool was carried out.

The final qualifying work was carried out in the text editor Microsoft Word. The calculations were made using Microsoft Excel spreadsheets; the graphic material was executed in the program "Compass-3D V15".

Введение

В данное время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородсодержащее сырье.

В процессе разработки технологических операций по строительству скважины проектируется применяемое буровое оборудование, интервалы и диаметры обсадных труб, плотность бурового раствора и многие другое.

Процесс проектирования бурения скважины представляет собой последовательный комплекс технико-технологических решений процесса строительства скважины, который позволяет в кратчайшие сроки и при минимальных финансовых затратах произвести строительство скважины. При этом важно учитывать, что все эти задачи в силу единства технологического процесса углубления скважины в определенной степени взаимосвязаны между собой.

Выпускная квалификационная работа содержит решения во всех ведущих сферах проектирования: технологической, сервисной, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической. В специальной части дипломной работы рассматривается вопрос о возможных осложнениях и авариях при строительстве эксплуатационной скважины.

1. Геолого-методическая часть

1.1 Географо – экономическая характеристика района работ

1.1.1 Административное положение объекта работ

Приразломное нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности. Приразломная площадь является западным участком группы Салымских месторождений. Поисковое бурение на Приразломной площади ведется с 1981 г. Приразломное нефтяное месторождение в ХМАО расположено на территории сразу трёх районов – Ханты-Мансийского, Нефтеюганского и Сургутского. Разведанные запасы составляют около 659 млн тонн, извлекаемые – 218 млн тонн. Промышленная эксплуатация месторождения началась в 1986 году.

Таблица №1 Сведения о районе буровых работ

Наименование данных	Значение (величина)
Месторождение	Приразломное
Расположение	Суша
Цель бурения	Эксплуатационное бурение
Назначение скважины	Добывающая
Проектный горизонт	БС4-5
Вид скважины	Вертикальная
Метод строительства	кустовой
Глубина скважины по вертикали	2520
Число объектов испытания в процессе бурения	-
Число объектов испытания в эксплуатационной колонне	1

1.1.2 Рельеф

Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную, озерно-заболоченную равнину с абсолютными отметками рельефа от +70 до +140 м.

Гидрографическая сеть представлена притоками различных рек. На территории много озер глубиной 1,5-2,5 м, имеющих торфяное дно и расположенных в пределах болотных массивов. В осенне-зимний период реки и озера промерзают на глубину 0,5-1,0 м. Устойчивый для

передвижения транспорта ледяной покров образуется в декабре. Для территории характерен водораздельно-долинный тип мерзлоты. Под руслами рек и озер развиты талики. Глубина залегания отдельных слоев многолетнемерзлых пород изменяется от 180 до 225 м.

1.1.3 Климат

Климат округа резко континентальный, характеризуется быстрой сменой погодных условий особенно в переходные периоды – от осени к зиме и от весны к лету. На формирование климата существенное влияние оказывают защищенность территории с запада Уральским хребтом и открытость территории с севера, способствующая проникновению холодных арктических масс, а также равнинный характер местности с большим количеством рек, озёр и болот.

Зима холодная, продолжительная – со второй половины октября до середины апреля. Средняя температура января $-23,5^{\circ}\text{C}$. Устойчивый снежный покров с конца октября по начало мая, его толщина достигает 0,7 – 2,0 м. Среднегодовое количество осадков 450 – 500 мм. Весна прохладнее осени, заморозки (до -2°C) возможны в первую неделю июня. Лето умеренно-тёплое, средняя температура июля $+15^{\circ}\text{C}$. Осень с начала сентября до середины октября.

Минимальные температуры зимой до -55°C , максимальные летом до $+35$. Средняя продолжительность отопительного сезона 270 дней в году.

1.1.4 Растительность. Животный мир

Растительность представлена сообществами лесов, болот, лугов, водоёмов, тундр. Лесные массивы представлены, в основном, хвойными деревьями. В растительном покрове болот наряду с мхами значительная роль принадлежит кустарникам и лишайникам. Преобладают темнохвойные, светлохвойные, мелколиственные и смешанные леса. В них произрастают ель, кедр, лиственница, пихта, сосна. Сосняки-брусничники часто представляют собой вторичные леса на месте сгоревшей темнохвойной

тайги. Из животного мира встречаются лось, медведь, лисица, заяц, ондатра, боровые и водоплавающие птицы.

1.2 Геологическая характеристика объекта работ по строительству эксплуатационной скважины

1.2.1 Назначение скважин, проектная глубина и горизонт

Скважина проектируется как добывающая скважина для эксплуатации продуктивного пласта БС 4-5.

Проектный горизонт – пласт БС 4-5.

Вид скважин – вертикальный

Проектная глубина по вертикали - 2520 м.

1.2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица № 2 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
0	845	Кайнозойская группа	KZ			
0	60	Четвертичная система	Q	0,0	-	1,3
60	845	Палеогеновая система	P			
60	120	Туртасская свита	P ₃ ³	0,0	-	1,3
120	190	Новомихайловская свита	P ₃ ²	0,0	-	1,3
190	240	Атлымская свита	P ₃ ¹	0,0	-	1,3
240	440	Тавдинская свита	P ₃ ¹ -P ₃ ²	0,0	-	1,3
440	690	Люлинворская свита	P ₂	0,0	-	1,3
690	810	Талицкая свита	P ₁	0,0	-	1,25
810	2520	Мезозойская группа	MZ			
810	2520	Меловая система	K			
810	1430	Верхний отдел	K ₂			
810	870	Ганькинская свита	K ₂ dm	0,0	-	1,25
870	1040	Березовская свита	K ₂ kmst	0,0	-	1,25
1040	1090	Кузнецовская свита	K ₂ kt	0,0	-	1,25
1090	1350	Уватская свита	K ₂ s	0,5	-	1,25
1350	2520	Нижний отдел	K ₁			
1350	1640	Ханты- Мансийская свита	K ₁ al	0,5	-	1,25
1640	1890	Викуловская свита	K ₁ av	0,5	-	1,25

1890	2035	Алымская свита	K _{1a}	0,5	-	1,25
2035	2285	Черкашинская свита	K _{1brg}	0,5	-	1,25
2285	2520	Ахская свита	K _{1g}	0,5		1,25

Таблица №3 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стра- тиграфи- ческого разре- за	интервал,		горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое на- звание	% в ин- тер- вале	
Q	0	60	Пески, супеси Суглинки, глины	50 50	Неравномерное переслаивание песков се- рых, разнозернистых; глин зеленовато- се- рых и бурых, вязких, песчанистых, лессо- видных суглинков и супесей сероватых, или- стых отложений, торфяников и лигнитов и бурых углей.
P ₃ ³	60	120	Глины Алевролиты Пески	60 30 10	Глины, алевролиты зеленовато- серые, тон- кослоистые, с прослоями кварцево- глауко- нитовых тонкозернистых песков и диатоми- тов.
P ₃ ²	120	190	Пески Глины Алевролиты Бурые угли	50 30 10 10	Чередование песков мелкозернистых, глин серых и буровато- серых, песчанистых и алевролитов, встречаются линзы лигнитов и бурых углей.
P ¹	190	240	Пески Глины Бурые угли	70 20 10	Пески серые, мелко- и среднезернистые, преимущественно кварцевые, с прослоями бурых углей и глин серых, зеленовато- се- рых и алевритистых.
P ₃ ¹ - P ₃ ²	240	440	Глины Алевриты Сидериты	60 30 10	Глины серые, зеленовато- и голубовато- се- рые, алеврититые, листоватые, с прослоями алевритов кварцевых, сидеритов глини- стых, слабоожеженных.
P ₂	440	690	Глины Алевролиты Диатомиты Глаукониты	90 10	Глины зеленовато- серые, с глауконитом, мощные, внизу- опоковидные, с прослоями алевролитов, в середине- диатомитовые, опоки серые, диатомиты.
P ₁	690	810	Глины Алевролиты	90 10	Глины темно- серые, серые, зеленоватые, алевритистые, с зернами глауконита, с про- слоями алевролита и сидерита буроватого, с включениями пирита.

Индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
K ₂ dm	810	870	Глины Известняки Мергели	80 10 10	Глины желтовато-, зеленовато-, и буровато-серые, пиритизированные, местами сидеритистые, прослоями известковистые и с включениями зерен глауконита.
K ₂ kmst	870	1040	Глины Алевролиты	100	Глины серые, темно- серые, опоковидные, алевролитистые, с редкими прослоями алевролита, пиритизированные, с включениями зерен глауконита и сидерита.
K ₂ kt	1040	1090	Глины Алевролиты	90 10	Глины зеленовато- серые, плотные, с прослоями глауконитовых алевролитов.
K ₂ s	1090	1350	Пески Песчаники Алевролиты Глины, алеври-ты	30 30 30 10	Переслаивание песков, полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов темно-серых, слабосцементированных, глинистых, а также глин и алевроитов.
K ₁ al	1350	1640	Песчаники Глины Алевролиты	50 40 10	Чередование песчаников светло- серых, глин плотных, темно- серых, аргиллитоподобных, с прослоями алевролитов серых, слюдистых и углистых детритов.
K ₁ av	1640	1890	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 40 20	Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, слюдистые, с прослоями аргиллитов темно- серых, слюдистых, глины плотные с растительным детритом.
K ₁ a	1890	2035	Аргиллиты Песчаники Алевролиты Глины	60 10 10 20	Аргиллиты темно- серые, битуминозные, с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло- серых мелкозернистых, глины с растительными остатками.
K ₁ brg	2035	2285	Аргиллиты Алевролиты Песчаники Известняки	30 30 30 10	Переслаивание аргиллитов темно- серых и серых с алевролитами, песчаниками и алевролитами серыми, прослой глинистых известняков и сидеритов. Песчаники мелкозернистые и мелкосреднезернистые алевролиты. Продуктивными являются пласты AC11.
K ₁ g	2285	2520	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	40 40 20	Аргиллиты темно- серые, алевролитистые, слюдистые, битуминозные, песчаники и алевролиты серые и светло- серые, мелкозернистые, слюдистые, глинистые, нефте- и водонасыщенные (пласт БС4-5- представлен песчаниками и алевролитами серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, с карбонатным цементом).

Таблица № 4 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали), м		Краткое название основной горной породы	Плотность, $\frac{г}{см^3}$	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс мм ²	Твёрдость, кгс мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая и т.д.)
Q	0	60	пески супеси суглинки глины	2,2 2,1 2,2 2,24	40 35 35 6	0,45 - - -	- 15-20 30 90	1-2 - - 1-2	15	15-45	1,1-4,5 6- 6/к 1,6-4,3	7-8 2 1 1-4	М
Р	60	810	пески глины алевролит	2,4 2,34 2,24	40 6 12	0,45 0,001 0,1	- 90 20-30	1-2 1-2 -	15 15 21-164	15-45 4-13 29-182	1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5	7-8 1-4 3-6	М,С,Т
К	810	2520	аргиллиты песчаники алевролит глины пески известняки	2,1 2,2 2,35 2,34 2,4 2,54	- 21-33 12 6 40 11	- 0,3 0,05 0,001 0,45 -	11 5 13 90 - -	- 1-2 - 1-2 1-2 100	- 9-102 21-75 15 15 -	14-234 14-234 29-182 4-13 15-45 250	- 1,8-4,2 1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5 -	3-8 1-3 3-8 1-4 7-8 2-6	М, С

Таблица № 5 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
					избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межпородных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
	от (верх)	до (низ)						
Многолетнемерзлые породы отсутствуют.								

1.2.3 Нефтегазоводоносность по разрезу скважин

Таблица № 6 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, д на СП	Содержание серы	Содержание парафина	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
				в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /м ³	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
АС ₁₁	2390	2415	Порово-трещинный	0,821	0,885	0,005	1,03	3,31	До 150	35	-	-	1,089	0,96	6,8
БС ₄₋₅	2490	2520	Порово-трещинный	0,759	0,858	0,005	0,86	3,15	До 150	75	-	-	1,089	0,96	11,6

Таблица № 7 – Газоносность

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Состоя- ние (газ, конден- сат)	Содержание, %		Относи- тельная по воз- духу плот- ность газа	Коэффици- ент сжимае- мости газа в пластовых условиях	Свобод- ный де- бит, м ³ /сут	Плотность газокон- денсата, г/см ³		Фазовая прони- цаемость
	от (верх)	до (низ)			серово- вода- рода	угле- кисло- го газа				в пласто- вых ус- ловиях	на устье скважи- ны	
Газовые объекты отсутствуют.												

Таблица № 8 – Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал по стволу, м		Тип коллектора	Плот- ность, г/см ³	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Фазовая прони- ца- емость, мД	Химический состав воды в мг/л						Степень минера- лиза- ции, г/л	Тип воды по Сулину*	Относится к источнику питьевого водоснабже- ния
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl ⁻	SO ⁻²	HCO ⁻³	Na ⁺	Mg ⁺²	Ca ⁺²			
Q ÷ P ₃ ¹	0	275	поровый	1,005	До 120	-	53,4	—	279	167	12,3	16,5	0,2-0,6	ГК, КМ	Да
K ₂ s ÷ K ₁ a	1140	1995	поровый	1,01	2000 ÷ ÷ 3000 водоза- бор	-	9320	0,25	403	5739	124	369	13-15	ХЛК	Нет
K ₁ brg	2155	2460	поровый	1,008	До 20	-	9700	До 40	290	6050	30	250	12-23	ХЛК	Нет

Примечание:

Пластовые воды четвертичных (Q) отложений ввиду их слабой минерализации пригодны для технического водоснабжения.

Сеноманские (K₂ ÷ K₁) пластовые воды пригодны для водозабора под нагнетательные скважины.

ГК – гидрокарбонатные, КМ – кальциево- магниевые; ХЛК – хлоридно- кальциевые.

Таблица № 9 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал по вер- тикали, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления				
			МПа на 100м		источник получе- ния	МПа на 100м		источ- ник полу- чения	МПа на 100м		источник получения	МПа на 100 м		источник получе- ния		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	60	-	1,00	РФЗ	-	1,05	РФЗ	-	1,725	расчет	-	1,38	расчет	2	РФЗ
P ₃ ³	60	120	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,725	1,745	расчет	1,38	1,4	расчет	6	РФЗ
P ₃ ²	120	190	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,745	1,745	расчет	1,4	1,4	расчет	8	РФЗ
P ₃ ¹	190	240	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,745	1,745	расчет	1,4	1,4	расчет	11	РФЗ
P ₃ ¹ - P ₂ ³	240	440	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,745	1,853	расчет	1,4	1,48	расчет	16	РФЗ
P ₂	440	690	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,853	1,922	расчет	1,48	1,54	расчет	21	РФЗ
P ₁	690	810	1,00	1,01	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,922	1,833	расчет	1,54	1,47	расчет	24	РФЗ
K _{2dm}	810	870	1,01	1,01	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,833	1,833	расчет	1,47	1,47	расчет	27	РФЗ
K _{2kmst}	870	1040	1,01	1,01	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,833	1,80	расчет	1,47	1,44	расчет	29	РФЗ
K _{2kt}	1040	1090	1,01	1,01	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,80	1,80	расчет	1,44	1,44	расчет	31	РФЗ
K _{2s}	1090	1350	1,01	1,01	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,80	1,79	расчет	1,44	1,43	расчет	44	РФЗ
K _{1al}	1350	1640	1,01	1,02	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,79	1,78	расчет	1,43	1,42	расчет	56	РФЗ
K _{1av}	1640	1890	1,02	1,02	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	1,42	1,42	расчет	71	РФЗ
K _{1a}	1890	2035	1,02	1,02	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	1,42	1,42	расчет	82	РФЗ
K _{1brg}	2035	2285	1,02	1,02	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	1,42	1,42	расчет	89	РФЗ
K _{1g}	2285	2390	1,02	1,02	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	1,42	1,42	расчет	91	РФЗ
K _{1g} (AC11)	2390	2415	1,02	1,02	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	1,42	1,42	расчет	92	РФЗ
K _{1g}	2415	2490	1,02	1,45	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	1,42	1,42	расчет	97	РФЗ
K _{1g} (BC4-5)	2490	2520	1,45	1,45	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	1,42	1,42	расчет	98	РФЗ

1.2.4 Возможные осложнения по разрезу скважин

Таблица № 10 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² *м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
Q-P ₃ ¹	0	290	До 5,5	-	Нет	-	-	отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО, несвоевременные промывки во время проведения СПО, отклонения в технологии промывки ствола скважины, образование «сальников» и «поршневание» ствола скважины при СПО.
K ₂ S-K ₂ av	1140	1995	До 3,5	-	Нет	-	-	
K ₁ brg- K ₁ g	2155	2520	До 1,5	-	Нет	-	-	

Таблица № 11 – Осыпи и обвалы стенок скважин

Тип раствора	Интервал по вертикали, м		Параметр бурового раствора								
			Плотность, г/см ³	Вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30мин	СНС, дПа через		РН	Пластическая вязкость, мПа*с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Содержание коллоидной фазы, %
	от	до				10 сек	10 минут				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Полимерглинистый	0	970	1,16	30-50	8-9	15-20	45-60	8-9	20-24	45-60	до 26
Полимерглинистый	970	2520	1,094	23-30	5-6	5-10	15-30	7-8	10-14	45-60	до 16
Примечание: Плотность раствора конкретизируется согласно уточненным пластовым давлениям выдаваемым НГДУ для каждой конкретной скважины.											

Таблица № 12 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявлений
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
K _{1g} (AC ₁₁)	2390	2415	нефть+ вода	Свободный газ отсутствует	1,001	1,10	снижение репрессии на пласт	Снижение плотности, перелив б/раствора, появление пузырьков газа и пленки нефти
K _{1g} (BC ₄₋₅)	2490	2520	газ нефть	672	0,759	1,33		Нефтяной фонтан

Таблица № 13 – Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента или промывки (дакт)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки (название)		
Q-P ₂	0	720	Заклинка инструмента	Нет данных				да	обвалы стенок скважины, отклонение параметров раствора от проектных, нарушение технологии промывки
K _{2s} -K _{1av}	1140	1995							
K _{1brg} - K _{1g}	1995	2520							

Таблица № 14 – Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал зале- гания текущих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плот- ность бурового рас- твора, предотвра- щающая течение по- род, г/см ³	Условие возник- новения
	от (верх)	до (низ)			
текучих пород нет					

Таблица № 15 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
$K_{2s}-K_{1av}$	1140	1995	Разжижение глинистого раствора	Разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами в результате несоответствия фактических значений параметров б/раствора его проектным параметрам, указанным в ГТН, и (или) нарушения режима про-
$K_{1av}-K_{1g}$	1995	2520	Сужение ствола скважины	Разбухание глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования или СПО в течение продолжительного промежутка вре-

2. Технологическая часть

2.1. Выбор и обоснование способа бурения

Выбор способа бурения является начальной точкой в процессе проектирования скважины, поскольку на основе этого решения рассчитывается конструкция скважины, выбирается породоразрушающий инструмент, проектируется технология бурения, определяется соответствующий инструмент и оборудование, формируется база производственного обеспечения.

В настоящее время при бурении на нефть и газ в основном применяется вращательный способ бурения с использованием гидравлических забойных двигателей и ротора. В стадии разработки находятся и другие способы бурения, но они не нашли широкого применения. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, которые и учитываются при проектировании для конкретных условий.

Проектная глубина составляет 2520 метров по вертикали, зоны с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями отсутствуют, т.е. не будут применяться аэрированные (облегченные) и утяжеленные растворы. Таким образом, исходя из геологических данных и справочной информации, а также учитывая опыт буровых работ в Западной Сибири, проектируем наиболее оптимальный, известный и хорошо себя зарекомендовавший способ бурения с использованием гидравлических забойных двигателей (винтовой забойный двигатель) и ротора.

Использование этого способа бурения позволит:

- использовать максимальный крутящий момент, определяемым расчетом ГЗД, и не зависимым от глубины скважины и механических свойств разбуриваемых пород;
- увеличить коэффициент передачи мощности от источника энергии к ПРИ больше, чем при роторном бурении;
- облегчить условия работы КБТ в скважине по сравнению с устьевым оборудованием;

Недостатками данного способа бурения являются:

- ухудшение очистки ствола от шлама;
- увеличение вероятности прихвата инструмента;
- малая гидравлическая мощность, реализуемая в долоте за счет струйных насадок;
- исключение возможности регулирования частоты вращения породоразрушающего инструмента с целью оптимизации процесса бурения;

Анализируя имеющиеся преимущества и недостатки, можно сказать, что наиболее рациональным способом бурения в нашем случае является вращательное бурение, реализуемое с помощью винтовых забойных двигателей. При прохождении интервала под направление применим роторный способ бурения. Интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну бурятся с использованием винтовых забойных двигателей.

2.2. Конструкция скважины

Под конструкцией скважины понимают расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот для бурения под каждую колонну.

Конструкция скважины должна обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Кроме того, конструкция скважины должна обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины;
- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации. Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя (под конструкцией забоя понимается

сочетание элементов конструкции скважины в интервале продуктивного пласта обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение напорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также длительную эксплуатацию скважины с оптимальным дебитом);

- предотвращение осложнений в процессе бурения;
- минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.

Число обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, определяется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

В конструкции скважины используются следующие типы обсадных колонн:

- *направление* служит для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями, а также для предотвращения размыва устья скважины;
- *кондуктор* – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн;
- *эксплуатационная колонна* – для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов

геологического разреза скважины. Колонна предназначена для извлечения пластового флюида на поверхность.

При бурении данной скважины техническая колонна использоваться не будет, т.к. отсутствуют интервалы несовместимые с условиями бурения.

При разработке конструкции скважины принимались во внимание следующие особенности геологического строения разреза:

- многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют;
- продуктивный горизонт – БС 4-5 залегает в интервале 2490-2520 м по вертикали;
- забойная статическая температура – 98⁰С;
- газовые объекты отсутствуют;
- текучих пород нет.

Расчет глубины спуска кондуктора

Минимальную глубину спуска кондуктора H_K , исходя из недопущения гидроразрыва пород под его башмаком при ГНВП, определяем по формуле [1]:

$$H_K = \frac{P_{пл} - 0,01 * H * \rho}{\Delta P_{гр} - 0,01 * \rho}$$

где: $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, МПа;

H – глубина кровли продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, м;

ρ – плотность пластового флюида, г/см³;

$\Delta P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки

кондуктора, МПа/м.

Исходные данные для расчета [1]:

$P_{пл}=25,8$ МПа;

$H=2490$ м;

$\rho=0,759$ г/см³;

$$\Delta P_{\text{гр}} = 0,0145 \text{ МПа/м.}$$

Подставляя значения в исходную формулу, получаем глубину спуска кондуктора:

$$H_{\text{к}} = \frac{25,8 - 0,01 * 2490 * 0,759}{0,0145 - 0,01 * 0,759} = 960 \text{ м}$$

Расчет диаметров обсадных колонн

Расчет диаметров ведется снизу вверх. Конечный диаметр скважины принимаем исходя из ожидаемого дебита. Опираясь на опыт бурения на соседних участках и на рекомендации [2], [5], минимальный диаметр керна в данных условия будет равен 100 мм. Таким образом, исходя из имеющегося оборудования на вооружение предприятия [1], геологического разреза, а также рекомендаций [2] для бурения продуктивного пласта и отбора керна применяем буровую головку типа PDC БИТ-215,9/100 В 419.02 с наружным диаметром $D_{\text{дл}} = 215,9 \text{ мм}$. Диаметр эксплуатационной колонны выбираем по ожидаемому дебиту нефтяной скважины. Ожидаемый дебит скважины равен 140 т/сут [1], рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны определим из таблицы 16.

Таблица 16 – Рекомендуемые условные диаметры эксплуатационной колонны

Диаметры эксплуатационной колонны (мм) при ожидаемом дебите									
нефти, т/сут.					газа, тыс. м ³ /сут.				
до 40	до 100	до 150	до 300	более 300	до 75	до 250	до 500	до 1000	до 5000
114	127-140	146	168-178	178-194	114	114-140	146-178	178-219	219-273

При дебите скважины в 140 т/сут следует спускать эксплуатационную колонну диаметром 146 мм, однако, анализ прошлых работ на Приразломном месторождении показывает, что необходимо применять больший диаметр колонны, а также рекомендованное значение обсадной колонны не

соответствует диаметру спускаемого насосного оборудования, который тоже равен 146 мм. Следовательно, диаметр эксплуатационной колонны равен 168 мм.

- Расчетный диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну определяется по формуле [2]:

$$D_{д.р.} = d_{м.э} + \delta$$

$$D_{д.р.} = 187,7 + 25 = 212,7$$

где $d_{м.э}$ - наружный диаметр соединительной муфты (по ГОСТ 632-80, для $D_{э.к.} = 168$ мм, $d_{м.э} = 187,7$ мм), δ - разность диаметров ствола скважины и муфты (для $D_{д.р.} = 168,3$, $\delta = 25$ мм);

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектом принимается долото диаметром 215,9 мм.

- Установленный таким образом нормализованный диаметр долота позволяет рассчитать внутренний диаметр обсадной колонны (кондуктор) через которую это долото должно свободно пройти найдем по формуле:

$$d_{вн} = D_{дн} + 2\Delta$$

где Δ - радиальный зазор, необходимый для свободного прохода внутри данной колонны долота для бурения под следующую колонну, $\Delta = 5 \div 10$ мм (нижний предел для труб малого размера).

$$d_{вн} = 215,9 + 10 = 225,9 \text{ мм.}$$

По известному внутреннему диаметру обсадной трубы с использованием ГОСТ 632-80 нормализованный диаметр обсадной колонны и выявляется наибольшая допустимая толщина стенки трубы. Диаметр принимаем $d_{вн} = 244,5$ мм. При этом наружный диаметр соединительной муфты $d_{м.э} = 269,9$ мм, δ - зазор между стенкой скважины и муфты обсадной трубы, 25 мм.

Расчетный диаметр долота для бурения под кондуктор найдем из формулы: $D_{д.р.} = d_{м.э} + \delta = 269,9 + 25 = 294,9$ мм.

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектом принимается долото диаметром 295,3 мм.

- Внутренний диаметр направления D определяется по формуле:

$$d_{вн} = D_{дн} + 2\Delta$$

$$d_{вн} = 295,3 + 10 = 305,3 \text{ мм}$$

Наружный диаметр направления $D_{нар} = 323,9$ мм.

Расчетный диаметр долота для бурения под направление найдем из формулы:

$$D_{д.р.} = d_{м.э} + \delta = 351,0 + 35 = 386 \text{ мм}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектом принимается долото диаметром 393,7 мм.

Данные расчета конструкции скважины занесены в сводную таблицу 17.

Таблица 17 – Диаметр долот и обсадных колонн

Данные расчета конструкции скважины				
	Диаметр, мм		Интервал, м	
	Колонна	Долото	Спуска	Цементирования
Направление	323,9	393,7	0-60	0-60
Кондуктор	244,5	295,3	0-960	0-960
Эксплуатационная колонна	168	215,9	0-2520	810-2520

На последнем этапе проектирования выбирается колонная головка. По проекту запланировано использование однофланцевой колонной головки, которая крепится к обсадной трубе с помощью резьбы или сварки.

Используем следующую колонную головку ОКК1 – 35 – 168х245
ГОСТ 30169 – 94.

Здесь:

О – оборудование;

К – колонны обсадных труб;

К – клиновой трубодержатель;

1 – количество корпусов (подвешиваемых обсадных колонн

35 – рабочее давление верхнего фланца, МПа;

168х245 – диаметры обсадных колонн, для которых предназначена
колонная головка, мм

Таблица 18 – Основные параметры однофланцевых колонных головок.

Условный диаметр прохода верхнего фланца, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливается колонная головка, мм	Условный диаметр обсадных труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
280	35	От 219 до 273	От 114 до 194

2.3. Обоснование класса и типа долот по интервалам бурения

На первом этапе решения этой задачи необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости. Общеизвестными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;
- пачка разбуривается долотами одного типоразмера;
- пачка непрерывна.

Разбиение разреза на пачки произведем по стратиграфическим подразделениям. На первом этапе разрез подразделяется на стратиграфические пачки, и для каждой из них определяется средневзвешенное значение категории твердости $\bar{H}$ и абразивности $\bar{A}$ пород по следующим формулам:

$$\bar{H} = \sum_{i=1}^n H_i m_i / M ,$$

$$\bar{A} = \sum_{i=1}^n A_i m_i / M ,$$

где H_i и A_i - категории твердости и абразивности породы i -й разновидности;

m_i – толщина i – го прослоя породы, м;

M – толщина выделенной пачки пород, м.

Результат выделения пачек в разрезе представлен в таблице № 19.

Таблица 19 – Выделенная пачка в разрезе

Интервал, м		Горные породы	Категория твердости	Категория абразивности	Пачка
от	до				
0	60	суглинки, супеси, пески	1	2	№1, H ₁ =1 A ₁ =2
60	120	глины, пески, алевролиты	3	2	№2 H ₂ =2,18 A ₂ =3,55
120	190	пески, глины, алевролиты, бурые угли	3	5	
190	240	пески, глины, бурые угли	3	7	
240	440	глины, алевролиты, сидериты	2	7	
440	690	глины, алевролиты, глаукониты	2	2	
690	810	глины,	2	2	

		алевролиты			
810	870	глины, мергели	2	3	
870	1040	глины, алевролиты	2	2	
1040	1090	глины, алевролиты	3	4	№3 H ₃ =4 A ₃ =4,6
1090	1350	песчаники, пески, алевролиты, глины	4	4	
1350	1640	песчаники, глины, алевролиты	3	4	
1640	1890	песчаники, алевролиты	4	4	
1890	2035	аргиллиты	4	5	
2035	2285	аргиллиты, алевролиты, песчаники, известняки	5	5	
2285	2520	аргиллиты, песчаники, алевролиты	5	6	

Средневзвешенные значения твердости и абразивности составят:

- Для первой пачки
H₁=1 A₁=2
- Для второй пачки
H₂=2,18 A₂=3,55
- Для третьей пачки
H₃=4 A₃=4,6

Согласно методике ВНИИБТ, выбор типа долота для бурения конкретной пачки решается с помощью классификационной таблицы (рис. 1). На этом графике, на основании обобщения опыта отработки долот эталонными точками помечены сочетания категорий твердости ($\bar{T}$) и абразивности ($\bar{A}$) горных пород, для разрушения которых наиболее подходят существующие типы шарошечных долот.

Таким образом, для бурения данной скважины будут использоваться следующие породоразрушающие инструменты:

Направление: 393,7 М-ГВУ-R227

Шифр долота: трехшарошечное долото диаметром 393,7 мм для бурения мягких пород с фрезерованным вооружением с боковой гидромониторной промывкой, с опорой на радиальных подшипниках качения с герметизированной опорой шарошек, номер заводской модели 227, выпускается по лицензии.

Кондуктор:

БИТ2-295,3 МС

Шифр долота: долота PDC диаметром 295,3 мм для бурения мягких пород с прослойками средних.

Эксплуатационная колонна: БИТ-215,9 С9

Шифр долота: долота PDC диаметром 215,9 мм для бурения малоабразивных пород средней твердости с прослойками твердых.

Эксплуатационная колонна (отбор керна): БИТ-215,9/100 В 419.02.

Шифр долота: девятилопастная бурильная головка для отбора керна в малоабразивных породах средней категорий твердости, перемежающихся с пропластками твердых пород. Отличаются повышенным выносом керна за счет плавного резания породы алмазно-твердосплавными резцами (PDC).

Занесем данные в сводную таблицу 20.

Таблица 20 – Типоразмеры долот по интервалам бурения

	Интервал, м	Тип долота
Направление	0-60	393,7 М-ГВУ-R227
Кондуктор	60-960	БИТ2-295,3 МС
Эксплуатационная колонна	960-2520	БИТ-215,9 С9
Эксплуатационная колонна (отбор керна)	960-2520	БИТ- 215/100 В 913 Е

2.4. Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Расчет осевой нагрузки производится для каждого типоразмера долота и каждой нормативной пачки, исходя из максимальной эффективности разрушения горной породы, учитывая ее твердость, удельную нагрузку на единицу диаметра долота, допустимой по паспорту долота. Осевая нагрузка на долото рассчитывается по формуле:

$$G_2 = q_0 D_d \text{ кН}$$

где q_0 - удельная нагрузка на 1 м диаметра долота для бурения в породах данной категории, кН/мм, D_d - диаметр долота, мм.

Для данного района работ рекомендуется применять следующие удельные нагрузки:

- для пород категории М (0-60 м): $q_0 = 100 \text{ кГс/см}$;
- для пород категории МС (60-960 м) : $q_0 = 200 \text{ кГс/см}$;
- для пород категории СТ (960-2520 м): $q_0 = 300 \text{ кГс/см}$.

Осевая нагрузка не должна превышать допустимую. Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото $G_{\text{доп}}$ не должна превышать 80% от предельной $G_{\text{пред}}$, указанной в технической характеристике (паспорте) долота, т.е [2].

$$G_{\text{доп}} = 0,8 G_{\text{пред}}$$

1. Для бурения под направление на интервале (0 – 60 м) $q_0 = 100 \text{ кГс/см}$, т.к. в интервале представлены породы промысловой классификации М. Тогда по формуле рассчитаем осевую нагрузку:

$$G_2 = 100 * 39,37 = 3937 \text{ кГс.}$$

Для долота 393,7 М-ГВУ-R227 $G_{\text{доп}} = 24000 \text{ кГс}$.

Расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать 80% от допустимой по паспорту долота:

$$G_2 \leq 0,8 * G_{\text{доп}}, \text{кН}$$

$$3937 \text{ кГс} \leq 0,8 * 24000 \text{ кГс}$$

$$3937 \text{ кГс} \leq 19200 \text{ кГс} \Rightarrow \text{Условие выполняется}$$

2. Для долота БИТ2-295,3 МС в интервале бурения под кондуктор (60 – 960 м) осевая нагрузка определяется по формуле:

$$G_2 = 200 \cdot 29,53 = 5906 \text{ кГс}.$$

Для данного типа долота $G_{\text{доп}} = 13000 \text{ кГс}$

Расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать 80% от допустимой по паспорту долота:

$$G_2 \leq 0,8 \cdot G_{\text{доп}}, \text{кН}$$

$$5906 \text{ кГс} \leq 0,8 \cdot 13000 \text{ кГс}$$

$$5906 \text{ кГс} \leq 10400 \text{ кГс} \Rightarrow \text{Условие выполняется}$$

3. Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале (960–2520 м), $q_0 = 300 \text{ кГс/см}$ так, как в интервале представлены породы средней твердости с прослойками твердых. Тогда по формуле получим:

$$G_2 = 300 \cdot 21,59 = 6477 \text{ кГс}$$

$$G_2 \leq 0,8 \cdot G_{\text{доп}}, \text{кН}$$

$$6477 \text{ кГс} \leq 0,8 \cdot 13000 \text{ кГс}$$

$$6477 \text{ кГс} \leq 10400 \text{ кГс} \Rightarrow \text{Условие выполняется}$$

Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 21.

4. Расчет осевой нагрузки на бурильную головку в интервале (2490 - 2520 м) считается по формуле:

$$G_c = q \cdot \frac{(d_n^2 - d_b^2) \cdot \pi}{4} \text{ кН}, \quad (2.4)$$

$$G = 24,5 \cdot \frac{(21,59^2 - 10^2) \cdot 3,14}{4} = 7041 \text{ кГс};$$

Таблица 21 – Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	Осевая нагрузка, кГс

0 – 60	3937
0 – 960	5906
960 – 2520	6477
960 – 2520	7041

2.5. Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;
- по времени контакта зубьев долота с горной породой;
- по стойкости опор.

Расчет необходимой частоты вращения долота ведется по формуле [2]:

$$n = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}} \text{ об/мин},$$

где $V_{\text{л}}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;
 $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Для шарошечных долот типа М линейная скорость принимается 3 м/с, а для долот с резцами типа PDC 1,5 м/с [2].

$$n_1 = 19,1 \frac{3}{0,3937} = 145 \text{ об/мин}$$

$$n_2 = 19,1 \frac{1,5}{0,2953} = 97 \text{ об/мин}$$

$$n_3 = 19,1 \frac{1,5}{0,2159} = 72 \text{ об/мин}$$

Учитывая рекомендаций по бурению в продуктивном пласте с отбором керна принимаем [2]:

Интервал (2940 – 2520 м):

$$n_3 = 19,1 \cdot \frac{1,5}{0,2159} = 72 \text{ об/мин}$$

Благодаря полученным результатам, для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну можно будет произвести выбор винтовых забойных двигателей.

Полученные значения частот вращения представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальная частота вращения долот на интервалах бурения

Интервал, м	Частота вращения, об/мин
0-60	145
0-960	97
960-2490	72
2490-2520 (отбор керна)	72

2.6. Выбор состава и свойств очистного агента

В проекте тип раствора, его состав и такие параметры как фильтрация, СНС, содержание песка принимаются исходя из проектных данных компаний [1]. Расчет плотности раствора, ведется исходя из необходимости предотвращения газонефтеводопроявления.

Расчет плотности бурового раствора.

Согласно правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности оговорено, что гидростатическое давление в скважине при глубине больше 1200 м должно быть больше пластового на 5%. Отсюда требуемая плотность раствора ρ определяется по формуле:

$$\rho = \frac{1,05P_{\text{пл}}}{gH},$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина скважины по вертикали, м; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление = 33,5 МПа [4].

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 25,8 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2520} = 1094 \text{ кг/м}^3$$

Расчет расхода бурового раствора:

В зависимости от количества подаваемого в скважину бурового раствора, он должен удовлетворять следующим требованиям:

- 1) выносить шлам на поверхность;
- 2) должен не разрушать стенки скважины;
- 3) соответствия технической характеристике забойного двигателя и насосной группы.

1) Расход раствора Q_1 при котором обеспечивается отчистка забоя и вынос шлама на поверхность, ведется по формуле

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_M S_{заб} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p} \text{ м}^3/\text{с},$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с; V_M – механическая скорость бурения, м/с; ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³; ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³; $S_{заб}$ – площадь забоя (по ПРИ), м², S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м².

$$S_{max} = 0,785(D_c^2 - d_{бт}^2) \text{ м}^2,$$

где $d_{бт}$ – минимальный диаметр бурильных труб, м.

$$D_c = K_K D_\partial,$$

где K_K – коэффициент кавернозности.

Критическая скорость проскальзывания $V_{кр} = 0,1 - 0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, т.е. в мягких породах. Величина коэффициента кавернозности может быть принята для условий Западной Сибири 1,3 – 1,4 в интервале до 1000 м, 1,2 – 1,5 при большей глубине.

Разность $\rho_{см} - \rho_p = 0,02$ г/см³ [4].

Механическая скорость бурения определяется нормативно, исходя из прочности пород. Для условий Западной Сибири ориентировочно принимаем следующие значения механической скорости бурения:

- в интервале до 600 м $V_M = 30 - 40$ м/час;
- в интервале 600-1600 м $V_M = 25 - 30$ м/час;
- в интервале 1600-2400 м $V_M = 15 - 20$ м/час;
- при больших глубинах $V_M = 10 - 15$ м/час.

2) Максимальный расход раствора Q_2 , при котором не происходит, размыв стенок скважины, определяется по формуле

$$Q_2 = S_{\min} V_{\text{кп max}} \text{ м}^3/\text{с},$$

где $V_{\text{кп max}}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с, для условий Западной Сибири в интервале до 1000 м $V_{\text{кп max}} = 1,3$ м/с, а в нижележащих интервалах $V_{\text{кп max}} = 1,5$ м/с;

$S_{\min}$ – минимальная площадь кольцевого пространства, м².

Эта площадь рассчитывается в интервале нахождения забойного двигателя или БТ при роторном бурении. Диаметр скважины принимается с учетом коэффициента каверзости.

1. Интервал (2490 – 2520 м):

$$D_c = 1,5 \cdot 0,2159 = 0,323 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,323^2 - 0,146^2) = 0,083 \text{ м}^2,$$

$$Q_1 = 0,1 \cdot 0,083 + \frac{10 \cdot 3,14 \cdot (0,2159^2 - 0,08^2) \cdot (2,2 - 1,15)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 19,8 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,0628 = 0,104 \text{ м}^3/\text{л} = 104 \text{ л/с}.$$

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому в проекте приведено обоснование интервалов отбора и мероприятия по обеспечению высокого качества (представительности) кернового материала. Произведен выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), керноприемного устройства, спроектирован режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна. Тип и качественные показатели применяемого бурового раствора должны

быть такими, чтобы сократить до минимума отрицательное воздействие на продуктивный горизонт.

Частота оборотов по рекомендациям зарубежных фирм не должна превышать 100 об/мин, а максимальный расход бурового раствора должен находиться в пределах 10 – 25 л/с в зависимости от диаметра бурголовки. При бурении с отбором керна не рекомендуется производить расхаживание и наращивание инструмента.

Принимая во внимание рекомендаций по расходу промывочной жидкости при бурении с отбором керна и учитывая, что бурение будет вестись забойным двигателем, принимаем:

$$Q_I = 19 \text{ л/с}$$

2. Интервал (960 – 2490 м):

$$D_c = 1,4 \cdot 0,2953 = 0,413 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,1706 - 0,0213) = 0,117 \text{ м}^2,$$

$$Q_1 = 0,1 \cdot 0,117 + \frac{15 \cdot 0,295^2 \cdot 3,14 \cdot (2,2 - 1,15)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 0,02235 \text{ м}^3/\text{с} = 22 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,0385 = 0,0578 \text{ м}^3/\text{с} = 58 \text{ л/с},$$

$$22 < Q_{II} < 58$$

3. Интервал (0 – 960 м):

$$D_c = 1,3 \cdot 0,394 = 0,4728 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,224 - 0,0196) = 0,16 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \cdot 0,16 + \frac{35 \cdot 0,394^2 \cdot 3,14 \cdot (1,6 - 1,15)}{4 \cdot 0,02} = 0,03436 \text{ м}^3/\text{с} = 34 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,3 \cdot 0,13 = 0,169 \text{ м}^3/\text{с} = 169 \text{ л/с},$$

$$34 < Q_{III} < 169$$

По проделанным расчетам и учитывая тот факт, что на буровой у нас имеется два насоса НБТ-600-1, в насосы будут установлены поршни диаметром 140 мм для того что бы получить подачу равную 26 л/с. Бурение первого интервала (0 – 960 м) будет вестись двумя насосами что обеспечит подачу в 52л/с, бурение основного ствола будет вестись на одном насосе,

такой способ позволит уменьшить количество операций по замене поршня, с целью изменения подачи. Для бурения по продуктивному пласту, будет установлен поршень 120 мм для получения подачи 19,8 л/с $\approx$ 20 л/с.

2.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

При выборе двигателя прежде всего определяется его оптимальный наружный диаметр D из соотношения $D = (0,84 - 0,92) D_c$.

Так же, принимаем во внимание полученный расход промывочной жидкости и частоту вращения по интервалам, опыт работ на соседних участках и рекомендаций [2].

1. Интервал (2490 – 2520 м):

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель D_2-195 , так как данный винтовой двигатель обеспечивает 90 – 115 об/мин при подачи бурового раствора 19 – 55 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале (97 об/мин; 19 л/с)

2. Интервал (960 – 2490 м):

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель D_2-195 , так как данный винтовой двигатель обеспечивает 90 – 115 об/мин при подачи бурового раствора 25 – 55 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале (97 об/мин; 26 л/с).

Таблица 23 – Технические характеристики ВЗД D_2-195

Диаметр корпуса наружный, мм	195
Длина, мм:	
- двигателя без клапана	6600
- шпинделя до искривления	3245
- активной части статора	1800
Присоединительные резьбы по ГОСТ 5286:	
- к долоту	3-117
- к бурильным трубам	3-147
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,019-0,055

Момент силы на выходном валу, кН·м	
- на тормозном режиме	7,6-10,0
- на рабочем максимальном	5,2-7,0
Частота вращения выходного вала, об/мин	
- на режиме холостого хода	115-150
- на рабочем режиме	90-115
Перепад давлений, МПа	
- на режиме холостого хода	1,2-1,8
- на рабочем режиме	4,3-6,7
- на тормозном режиме	7,3-10,0
Допустимая осевая нагрузка, кН, не более	250
Масса, кг	117

3. Интервал (0 – 960 м):

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель D₁-240, так как данный винтовой двигатель обеспечивает 75 – 135 об/мин при подачи бурового раствора 30 – 60 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале (145 об/мин; 52 л/с).

Таблица 24 – Технические характеристики ВЗД D₁-240

Диаметр корпуса наружный, мм	240
Длина, мм:	
- двигателя без клапана	6930
- шпинделя до искривления	-
- активной части статора	3000
Присоединительные резьбы по ГОСТ 5286:	
- к долоту	3-152
- к бурильным трубам	3-171
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,030-0,060
Момент силы на выходном валу, кН·м	
- на тормозном режиме	12,0-18,0
- на рабочем максимальном	10,0-14,0
Частота вращения выходного вала, с ⁻¹	
- на режиме холостого хода	90-150
- на рабочем режиме	75-135
Перепад давлений, МПа	
- на режиме холостого хода	1,5-3,0
- на рабочем режиме	6,0-8,0
- на тормозном режиме	8,0-12,0
Допустимая осевая нагрузка, кН, не более	250
Масса, кг	1560

2.8. Оборудование для отбора керна

Сформированный бурильной головкой керн попадает в керноприемное устройство, предохраняющее его от разрушения струей бурового раствора, вращения и вибрации корпуса, а также обеспечивающее отрыв керна от забоя и удержание его в процессе подъема инструмента.

Для получения керна используем керноотборный снаряд СК-178/100 "ТРИАС 6" производства ООО НПП «Буринтех», применяемый для отбора керна с винтовыми забойными двигателями, с применением бурильных головок, оснащенных PDC резцами. При производстве керноотборного снаряда используются высококачественные трубные заготовки отечественных и зарубежных производителей. Все детали проходят строгий контроль качества изготовления. Конструкция снарядов универсальная и позволяет на буровой применять один снаряд для отбора как неизолированного, так и изолированного керна, благодаря использованию стеклопластиковых керноприемных труб и изолирующей жидкости.

Керноотборный снаряд комплектуется всем вспомогательным инструментом и запасными частями, необходимыми для проведения работ по сборке, разборке и его настройке в условиях буровой.

Таблица 26 – СК-178/100 "ТРИАС 6"

Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр керна, мм	Длина отбираемого керна, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
			верхняя	нижняя	
178	100	18000	3-121	3-117	800

2.9. Спуск и крепление обсадной колонны

При спуске обсадных колонн используем следующие приспособления для оснащения их низа:

– башмачная направляющая пробка (Рис. 1), которая служит направлением при спуске.

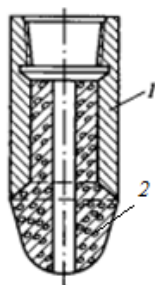


Рисунок 1 – Башмачная направляющая пробка:

1 – Башмак, 2 – цементная пробка

Пробка подбирается для каждого интервала исходя из диаметра обсадной колонны и типа резьбы.

– обратный клапан, который предотвращает samozapолнение обсадной колонны буровым раствором при спуске в скважину, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку; препятствует обратному перетоку цементного раствора в скважину, из кольцевого пространства в обсадную колонну. Применяем тарельчатый клапан (Рис. 2). Нельзя забывать совершать, долив буровым раствором обсадной колонны, так как она спускается порожней. Это делается, чтобы наружное давление не достигло критической отметки, угрожающей или смятию колонны, или прорыву обратного клапана.

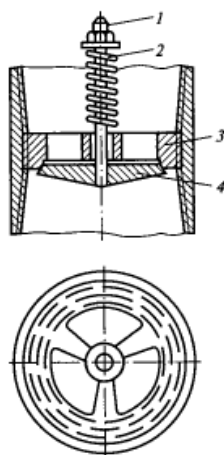


Рисунок 2– Тарельчатый клапан:

1 – стержень; 2 – пружина; 3 – седло клапана; 4 – тарелка

– упорное кольцо устанавливается для четкого фиксирования окончания процесса цементирования над обратным клапаном.

– центраторы служат для равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором (Рис. 3). Выбираются по наружному диаметру обсадной колонны.

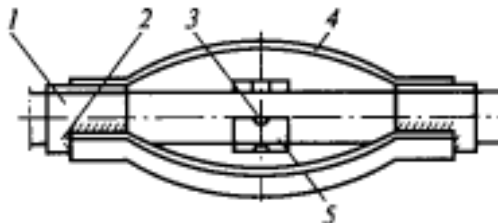


Рисунок 4 – Центрирующий фонарь:

1 – обсадная труба; 2 – кольцо; 3- отверстия для сварки;
4 – планки; 5 – упорное кольцо

Успешный спуск обсадной колонны в скважину определяется правильной подготовкой обсадных труб, нижней и верхней части обсадной колонны, буровой вышки, бурового оборудования, инструмента и ствола скважины.

Подготовка обсадных труб:

– за 2 дня до спуска обсадной колонны обсадные трубы доставляются на буровую (погрузка и разгрузка производится автокраном типа “Ульяновец”);

– проводится осмотр обсадных труб на предмет брака и непригодности, производится замер каждой трубы рулеткой, на каждой трубе мелом наносится порядковый номер спуска её в скважину (на случай наличия некачественных труб необходимо иметь запасные из расчета 20 м на каждые 1000 м колонны);

Элементы оснастки низа обсадной колонны доставляются отдельно на буровую;

Подготовка вышки и бурового оборудования:

- Перед началом спуска тщательно проверяют состояние вышки и бурового оборудования – все неисправности и дефекты немедленно устраняются;

- Особое внимание уделяют состоянию талевой системы, состоянию насосов, а также состоянию лебедки и привода;

Подготовка скважины к спуску обсадной колонны:

- К началу спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы;

- Проводят первую промывку скважины с четкой регулировкой параметров бурового раствора и доведения их до требуемых;

- Скважина шаблонируется (на бурильной колонне спускается компоновка из бурильной трубы и воронки и проверяется, чтобы спуск прошел до забоя без посадок);

- После шаблонирования скважину промывают с длительностью промывки 1 – 2 цикла циркуляции;

- В процессе подготовки скважины к спуску на буровой подготавливают запасное оборудование и материалы (элеваторы, клинья, шарнирные ключи, смазка и т.д.);

Спуск обсадной колонны в скважину:

Спуск проводится в один прием в виде одной сплошной секции обсадных труб. За организацией работы на буровой и распределением обязанностей среди членов бригады следит мастер (иногда бурильщик), который также руководит процессом спуска.

Цементирование скважины:

Применяется одноступенчатое цементирование скважин двумя порциями тампонажного раствора (утяжеленный и облегченный). После того, как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ей после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке.

После того, как скважина промыта, а вся арматура опрессована приступаем к приготовлению, и закачиваю цементного раствора в скважину по методу «Двух пробок». Данный способ обеспечивает качественное цементирование, что непосредственно влияет на качество цементного камня, а, следовательно, на долговечность службы скважины. Данный способ выбран исходя из опыта работ на близлежащих участках и исходя из рекомендаций [1], [2], [5].

2.9 Проектирование и расчет бурильной колонны

Проектирование колонны бурильных труб заключается в выборе оптимального варианта из множества допустимых. За оптимальную КБТ принимается такая, вес которой минимален, и используются трубы низких групп прочности.

Расчет бурильной колонны производится согласно действующей инструкции и включает расчет УБТ, непосредственно бурильных труб, замковых соединений, допустимых избыточных наружных и внутренних давлений очистного агента, а также максимальной глубины спуска колонны на клиновых захватах в соответствии с принятой конструкцией и запроектированными параметрами режима бурения.

2.9.1. Расчет утяжеленных бурильных труб

Целью расчета является определение компоновки УБТ, обеспечивающей заданную осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент и необходимую жесткость при изгибе.

Диаметр первой (основной) ступени УБТ должен соответствовать диаметру долота и определяется по табл. 27. Для неосложненных условий бурения при диаметре долота 215,9 мм выбирается гладкая УБТ 178x57 [1] с наружным диаметром $D_{01}=177,8$ мм, внутренним диаметром $d_{01}=57,2$ мм, весом 1м трубы $q_{01}=174,1$ кг/м и маркой стали Д.

Таблица 27 – Соотношения диаметров долот и основной ступени УБТ

Диаметр долота, мм	Диаметр УБТ, мм
215,9	178

Так как жесткость основной ступени УБТ должна быть не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение, необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$\frac{D_{01}}{D_{ок}} \geq \left(\frac{1 - [(D_{ок} - 2\delta_{ок}) / D_{ок}]^4}{1 - (d_{01} / D_{01})^4} \right)^{0,25},$$

где D_{01} – наружный диаметр УБТ мм;

$D_{ок}$ – наружный диаметр обсадной колонны мм;

d_{01} – внутренний диаметр мм;

$\delta_{ок}$ – толщина стенки обсадной колонны (примем 8 мм).

$$\frac{D_{01}}{D_{ок}} = 177,8 / 168,3 = 1,05$$

$$\left(\frac{1 - [(168,3 - 2 \cdot 8,1) / 168,3]^4}{1 - (57,2 / 168,3)^4} \right)^{0,25} = 0,762$$

$1,05 > 0,794 \Rightarrow$ условие выполняется.

Диаметр нижней секции бурильной колонны согласно табл. 25 необходимо принять равным 127 мм.

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от основной ступени УБТ к КБТ должны выполняться следующие условия.

При переходе к КБТ по формуле:

$$D_{оп} < 1,33 \cdot D_1$$

где $D_{оп}$ – диаметр последней ступени УБТ, мм; D_1 – диаметр бурильных труб первой секции, мм.

Диаметр бурильных труб первой секции принимается в соответствии со способом бурения и диаметром обсадных труб для обеспечения оптимальных гидравлических соотношений и может быть определен по таблице 28.

Таблица 28 – Рекомендуемые соотношения диаметров обсадных и бурильных колонн, мм

Диаметр обсадной колонны	Способ бурения	
	забойными двигателями	роторный
168	89; 102 (90; 103)	89; 102 (90; 103)
219	114; 127 (129)	102; (103); 114
245	127; 140 (129; 147)	114; 127 (129)
273	140 (147)	127; 140 (129; 147)

$$D_{on} < 1,33 \cdot D_1 = 1,33 \cdot 127 = 168,9 \text{ мм}$$

Условие выполняется, поэтому компоновка УБТ должна состоять из одной ступени.

$$D_{on} < 1,33 D_1 \text{ мм,}$$

где D_{on} - диаметр последней ступени УБТ, мм;

D_1 - диаметр бурильных труб первой секции, мм.

$$D_{on} < 1,33 D_1 = 1,33 \cdot 127 = 168,9 \text{ мм.}$$

Используем в компоновке диаметр УБТ 178 мм, следовательно, компоновку УБТ нет необходимости проектировать ступенчатой.

Проведем расчет длины основной ступени УБТ (l_{01}), которая приближенно может быть определена по формуле:

$$l_{01} = \frac{1}{q_{01}} \left[\frac{K_d \cdot Q_d}{1 - \gamma_{ж} / \gamma_o} - (Q_{зд} + Q_c) \right]$$

где Q_d - осевая нагрузка на долото, кгс;

K_d - коэффициент нагрузки на долото, для турбинного бурения $K_d = 1,333$;

γ_o - удельный вес материала УБТ, гс/см³;

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

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

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

$$l_{01} = \frac{1}{q_{01}} \left[\frac{1,333 \cdot 6477}{1 - 1,094 / 7,85} - (447 + 250) \right]$$

$$l = 56,5 \text{ м}$$

Длина основной ступени принимается $l_{01} = 60$ м.

Вес колонны УБТ в воздухе определяется по формуле:

Вес КНБК в скважине:

$$Q_{KH} = (Q_{зд} + Q_0 + Q_C) \cdot (1 - \gamma_{ж} / \gamma_0),$$

где $Q_{зд}$ – вес забойного двигателя, кгс;

Q_0 – вес УБТ, кгс;

Q_C – вес элементов КНБК за исключением УБТ и забойного двигателя, кгс;

$\gamma_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости, гс/см³;

γ_0 – удельный вес материала УБТ, гс/см³;

$$Q_{KH} = (447 + 60 \cdot 174,1 + 250) \cdot (1 - 1,094 / 7,85) = 9583 \text{ КГС.}$$

Для ограничения прогиба УБТ и уменьшения контакта со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения. Диаметр опоры выбирается в соответствии с диаметром долота (табл. 29). Расстояние «а» выбирается по табл. 27. При $D_{01}=178$ мм и $n=90$ об/мин - расстояние между опорами $a=24,6$ м.

Таблица 29 – Отношение диаметров долот и наибольших поперечных размеров промежуточных опор, мм

Диаметр долота	Диаметр опоры
215,9	203

Таблица 30 – Расстояние между промежуточными опорами «а», м

Диаметры УБТ, мм		Частота вращения колонны, об/мин			
Наружный	Внутренний	50	90	120	150
146	74	24,9	18,5	16,0	14,4
159	80	31,5	23,5	20,3	18,2
178	80	33,0	24,6	21,3	19,1

Количество промежуточных опор:

$$m = \frac{l_{01}}{a},$$

где l_{01} – длина УБТ, м;

$$m = \frac{60}{24,6} = 2,3 \approx 2.$$

Так как минимальное количество опор – 2, то требуется использовать две промежуточные опоры.

Резьбовые соединения УБТ должны быть свинчены крутящими моментами. Меньшее значение момента соответствует условию достижения наибольшего предела выносливости соединения, а большее – условию предотвращения раскрепления соединения в процессе бурения. Верхнее значение следует использовать только при появлении раскреплений. Допустимым является весь диапазон моментов свинчивания – от нижнего до верхнего значений.

Величина момента затяжки зависит также от коэффициента трения μ в резьбе, который принимается равным 0,13 при графитовой смазке. Момент затяжки зависит, кроме того, от предела текучести материала из которого изготовлены УБТ (для стали группы прочности $D \sigma_m = 38 \text{ кгс/мм}^2$). Для УБТ 178x57 при коэффициенте трения 0,13 момент свинчивания 2470-3260 кгс·м.

2.9.2. Расчет колонны бурильных труб

Проектирование колонны бурильных труб заключается в выборе оптимального варианта из множества допустимых. За оптимальную КБТ принимается такая, для которой вес минимален и максимально используются трубы низких групп прочности.

Длина первой секции бурильных труб, устанавливаемая над УБТ принимается 250 м и должна проектироваться из труб как возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к колонне БТ).

Поэтому для этой секции принимаются трубы ТБПК-127x9,2 с группой прочности Д. Эти трубы исключают главные недостатки труб ТБВ и ТБН, ТБВК и ТБНК, кроме того, в них существенно меньше гидравлические потери, что особенно важно при бурении турбобурами.

Допустимое напряжение для бурильных труб первой секции определяется по формуле:

$$[\sigma] = \frac{\sigma_T}{n},$$

где σ_T – предел текучести материала труб, кгс/мм²;

n – нормативный запас прочности, принимается $n=1,4$.

$$[\sigma] = \frac{38}{1,4} = 27,14 \text{ кгс/мм}^2.$$

Т.к. расчет ведется для вертикальной скважины, то осевое усилие Q в растянутой части рассчитывается по формуле:

$$Q_P = K \cdot \left(\sum_{i=1}^n Q_{Bi} + Q_{KH} \right) + \Delta p \cdot F_k,$$

где K – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сопротивление движению бурового раствора и сил инерции. При проектировочных расчетах рекомендуется принимать $K=1,15$;

n – порядковый номер рассчитываемой секции КБТ;

Q_{Bi} – вес i -ой секции КБТ, кгс;

Q_{KH} – вес КНБК, кгс;

Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс/мм²;

F_k – площадь поперечного сечения канала трубы m -й секции бурильной колонны, мм².

$$Q_{Bi} = q_i \cdot l_i \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_i} \right),$$

где q_i – вес 1 м трубы i -ой секции, кгс/м;

l_i – длина i -ой секции бурильной трубы, м;

$\gamma_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости, гс/см³;

γ_i – удельный вес материала трубы i -ой секции, гс/см³.

$$Q_{KH} = (Q_{3Д} + Q_0 + Q_{\Sigma}) \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_0} \right),$$

где $Q_{зд}$ – вес забойного двигателя, кгс,;

Q_0 – вес компоновки УБТ, кгс;

Q_{Σ} – вес элементов КНБК (за исключением забойного двигателя и УБТ), кгс;

$\gamma_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости, гс/см³;

γ_0 – удельный вес материала УБТ, гс/см³.

$$Q_{KH} = (447 + 20 \cdot 17431 + 250) \cdot \left(1 - \frac{1,094}{7,85}\right) = 3593,94$$

$$Q_{Bi} = 22,9 \cdot 250 \cdot \left(1 - \frac{1,094}{7,85}\right) = 4923,5 \text{ кгс.}$$

$$Q_P = 1,15 \cdot (4293,5 + 3593,94) + 0,9 \cdot 10029 = 18333,5 \text{ кгс.}$$

Действующее эквивалентное напряжение в верхнем сечении этой секции равно напряжению растяжения, так как скважина вертикальная, а способ бурения турбинный. Напряжение растяжения равно:

$$\sigma_P = \frac{Q_P}{F},$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, мм².

$$\sigma_P = \frac{18333,5}{10029} = 1,8 \text{ кгс/мм}^2.$$

$$1,8 \text{ кгс/мм}^2 < 27,14 \text{ кгс/мм}^2,$$

следовательно, условие прочности на статическое нагружение выполняется.

Фактический запас прочности рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_P},$$

$$n = \frac{38}{1,8} = 21$$

Из расчета видно, что фактический запас прочности превосходит нормативный.

Допустимые избыточное наружное P_n и внутреннее P_v давления на тело трубы составляют:

$$P_n < \frac{P_{кр}}{n},$$

$$P_с < \frac{P_m}{n},$$

где $P_{кр}$ – критическое наружное давление, кгс/мм², $P_{кр}=3,29$ кгс/мм²;

P_m – предельное внутреннее давление, кгс/мм², $P_m=4,65$ кгс/мм²;

n – нормативный запас прочности, $n=1,15$.

$$P_n = \frac{3,29}{1,15} = 2,86 \text{ кгс/мм}^2.$$

$$P_с = \frac{4,65}{1,15} = 4,1 \text{ кгс/мм}^2.$$

На основании выполнения условий прочности на статическое нагружение, превышения фактического предела прочности над допустимым а так же того, что допустимое избыточное нагружение и допустимое внутреннее давление меньше их критических значений делается вывод, что выбранная колонна буровых труб подходит для использования в данных условиях.

Максимальная растягивающая нагрузка P_{max} на замки ЗП-178-102 при графитовой смазке равна 268,5 тс, а максимальное растягивающее осевое усилие Q_p в первой секции составляет 18,3 тс.

$$18,3 < 268,5$$

Следовательно, действующие осевые усилия допустимы для замков первой секции бурильных труб.

Для замков ЗП-178-102 при $n=1,4$ и графитовой смазке крутящий момент свинчивания $M_{зт}=3672$ кгс·м.

Наибольшая глубина спуска первой секции бурильной колонны в клиновом захвате l_{kl} определяется по формуле:

$$l_{km} = \frac{\frac{Q_{TK}^C}{n} - \sum_{i=1}^{m-1} Q_{Bi} - Q_{KT}}{q_m \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{БР}}{\gamma_m}\right)},$$

где Q_{TK}^C - предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате, кГс;

Q_{Bi} – вес i -ой секции КБТ, кГс;

$Q_{КТ}$ – вес КНБК, кГс;

n – нормативный запас прочности бурильных труб в клиновом захвате,
 $n=1,15$;

q_m – вес 1 метра трубы m -ой секции, кГс/м;

$\gamma_{БР}$ – удельный вес бурового раствора, Гс/см³;

γ_m – удельный вес материала бурильных труб m -ой секции, гс/см³.

$$Q_{TK}^C = Q'_{TK} \cdot C,$$

где Q'_{TK} - предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате при коэффициенте охвата, равном единице, кГс;

C – коэффициент охвата.

Для четырехклиновых захватов ПКР-Ш8 с длиной клиньев 400 мм, $C=0,7$, для бурильных труб диаметром 129 мм группы прочности Д - $Q'_{TK}=95,8$ тс.

$$Q_{TK}^C = 95,8 \cdot 0,7 = 67 \text{ тс}.$$

$$l_{km} = \frac{\frac{67000}{1,15} - 4923,5 - 3593,94}{22,9 \cdot \left(1 - \frac{1,049}{7,85}\right)} = 2526 \text{ м}.$$

Допустимая глубина спуска первой секции в клиновом захвате больше её длины, таким образом, запроектированная колонна бурильных труб отвечает всем предъявляемым требованиям и при заданных условиях обеспечит бурение вертикальной скважины глубиной 2520 м турбинным способом.

2.9. 3 Элементы оснастки бурильной колонны

Калибраторы

Калибратор включается в КНБК над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения под направление и кондуктор выбираются лопастные калибраторы с прямыми лопастями, т.к. производится бурение мягких и мягких с прослоями средних пород. Для бурения под эксплуатационную колонну применяется лопастной калибратор со спиральными лопастями, т.к. производится бурение малоабразивных пород средней твердости с прослоями твердых. Спиральные калибраторы образуют полный непрерывный контакт со стенкой скважины, поэтому их применение наиболее рационально в породах средней твердости и твердых.

Выбор калибраторов основывался на диаметре долота и механических свойствах горных пород.

Выбранные калибраторы и их характеристики указаны в таблице 31.

Таблица 31 – Используемые калибраторы и их характеристики

Тип Калибратора	Диаметр калибратора, мм	Присоединительная резьба	Диаметр долота, мм	Общая длина, мм	Масса, кг
8К 295,3 МС	295,3	3-152	295,3	873	290
9К 215,9 СТ	215,9	3-152	215,9	450	61

Шаровые краны

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой должно быть два шаровых крана, один из них рабочий, устанавливаемый под ведущей бурильной трубой, а второй запасной. Краны предназначены для оперативного перекрытия внутреннего канала колонны бурильных труб с целью предотвращения проявления по этому каналу.

Основными элементами шарового крана являются корпус, шаровой запорный орган, его седла и уплотнения. Открытие и закрытие крана осуществляется специальным ключом путем поворота запорного органа на 90°. Выбирается шаровой кран КШ-147, характеристики которого приведены в табл. 32.

Таблица 32 – Характеристики шарового крана КШ-147

Показатель	КШ-147
Диаметр прохода, мм	70
Давление, МПа: рабочее пробное	70 105
Состав рабочей среды	Буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси
Тип управления краном	Ручное
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодействия, МПа	10
Присоединительная резьба	3-147
Грузоподъемность, т	300
Габаритные размеры, мм: диаметр наружный длина	178 500
Масса, кг	60

Опора промежуточная

Значительная длина УБТ приводит к искривлению труб в результате потери их устойчивости, что ухудшает передачу нагрузки на долото, приводит к неравномерному вращению колонны и породоразрушающего инструмента и др. Кроме того, значительная длина УБТ создает большую площадь контакта труб со скважиной, что способствует прихвату колонны под действием дифференциального давления.

С целью улучшения работы УБТ, повышения их устойчивости и ограничения площади контакта труб со стенками скважины

применяют промежуточные опоры. Форма и размеры опор должны обеспечить ограничение поперечной деформации УБТ, вынос разбуренной породы, наименьший контакт со скважиной. Общая характеристика опоры занесена в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристики шарового крана ОП-181

Шифр	Диаметр, мм		Масса, кг	Длина, L, мм	Резьба
	наружный <i>D</i>	внутренний <i>d</i>			
ОП-181	146	350	47	400	3-121

Обратные клапаны

Для предотвращения проявлений по колонне бурильных труб согласно Правилам безопасности в КНБК должен быть включен обратный клапан, перекрывающий внутреннее пространство бурильных труб в случае обратного перетока флюида (вверх по колонне бурильных труб). Эти клапаны также предотвращают зашламование турбобура в процессе спуска инструмента. Для данных условий бурения выбирается обратный клапан КОБ 146-3-121. Выбранный обратный клапан КОБ 146-3-121 и его характеристики представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Характеристики обратного клапана КОБ 146-3-121

Типоразмер клапана	Замковая резьба	Габариты		Масса, кг
		Диаметр <i>D, мм</i>	Длина <i>L, мм</i>	
КОБ 146-3-121	3-121	146	350	40

Переводники

Переводники предназначены для соединения различных элементов колонны бурильных труб, имеющих разные резьбы по размеру или виду (обе резьбы внутренние или наружные).

Бурильную колонну желательно комплектовать так, чтобы число переводников было минимальным. Обязательно применение так называемого рабочего переводника, включаемого в колонну между шаровым краном и верхней секцией бурильных труб. Нижняя ниппельная резьба этого переводника быстро изнашивается вследствие частого свинчивания при каждом наращивании инструмента. После износа до допустимого предела переводник заменяется. При его отсутствии пришлось бы менять дорогостоящий шаровой кран.

В таблице 35 указаны используемые переводники и элементы бурильной колонны, которые они соединяют.

Таблица 35 – Элементы оснастки бурильной колонны

Элемент с ниппельным концом	Резьба	Элемент с муфтовым концом	Резьба	Переводник
Шаровой кран	3-147	ЛБТ-129×15	3-147	П-147/147
ЛБТ-129×15	3-147	УБТ 178х57	3-133	П-147/133
УБТ 178х57	3-133	ОП-181	3-121	П-133/121
ОП-181	3-121	КОБ 146×3-121	3-121	П-121/121
КОБ 146×3-121	3-121	ЗТСШ-195	3-147	П-121/147
Д2-195	3-147	5КС-190,5	3-117	П-147/117
5КС-190,5	3-117	БИТ-215,9 С9	3-117	П-117/117

2.11 Обеспечение свойств очистного агента, отчистка и контроль параметров

Составлением программ промывки для скважин ОАО «СНГ» занимаются специалисты этой же компании. При бурении скважин по программе промывки должны использоваться следующие растворы:

Кондуктор – стандартный полимер-глинистый раствор;

Эксплуатационная колонна – ингибированный полимер-карбонатный раствор.

Специалисты ОАО «СНГ» предлагают несколько моментов, которые могут существенно облегчить работу с буровым раствором на месторождении, увеличить эффективность бурения и достичь более высоких технико-экономических показателей:

Циркуляционная система должна быть обвязана таким образом, чтобы обеспечивать гибкую работу с раствором и циркуляцию через любое необходимое количество емкостей. Необходимо обеспечить подачу раствора с системы очистки в любую из этих емкостей и отбор раствора буровыми насосами из любой емкости.

Все емкости должны быть тщательно изолированы друг от друга, перетоки должны быть закрыты, клапаны и шиберные задвижки должны быть проверены на герметичность перед началом бурения.

Желательно выделить отдельную емкость для приготовления раствора объемом 20 – 40 м³ для возможности обработки раствора в процессе бурения.

Гидроворонка должна иметь возможность работы от любой, из активных емкостей и сброса раствора в любую из активных емкостей, равно как и автономной работы с емкостью для приготовления раствора.

Все емкости должны быть оборудованы двумя лопастными механическими перемешивателями.

Технологические свойства бурового раствора:

Плотность – 1,15 г/см³;

Условная вязкость (API) – до 70–110 с/л;

РН – 8–9;

Водоотдача (API) – 9-6 см³/30 мин;

Жесткость по Ca²⁺ – 200 мг/л;

Содержание песка – <1,5%;

Содержание твердой фазы – <10%.

Данная рецептура промывочной жидкости обеспечит скоростную и безаварийную проходку. Рецептура составлена на основе рекомендаций [2], полагаясь на опыт работ на соседних участках [1].

Инженерные рекомендации по набору параметров бурового раствора:

Поднять РН до 8-9 при помощи каустика (при необходимости);

Добавить до 50 кг/м³ бентонита до условной вязкости не менее 40 – 50 сек;

Добавить BENEX (при необходимости);

Добавить ПАЦ при постоянном перемешивании;

Выдержать 3 – 4 часа до полного набухания полимеров и стабилизации раствора;

Произвести циркуляцию раствора через скважину в течение 2-3 полных циклов циркуляции до перемешивания раствора и выравнивания параметров;

Замерить параметры раствора и произвести дообработку раствора по необходимости.

Предлагаемый раствор не требует применения специального оборудования для приготовления и очистки, прост в применении и обслуживании.

Для качественного приготовления небольших объемов раствора, как в случае вязкой кольматирующей пачки необходимо предусмотреть на буровой наличие емкости объемом 10 м³, обвязанной с воронкой или инжектором, а также со всасом бурового насоса. Емкость должна быть оборудована перемешивателем. Обычно такая емкость представляет собой

отсек в премиксе, получаемый путем установки перегородки, делящий премикс в пропорции 1/3. Обе части премикса обвязываются с воронкой (гидроэлеватором) и всасом бурового насоса.

В общем же случае, для ускорения приготовления раствора, снижения расхода реагентов и увеличения эффективности любых используемых растворов рекомендуется использовать высокоэффективные гидроворонки вихревого или эжекторного типа, способными создавать высокие сдвиговые нагрузки для быстрого и эффективного диспергирования широкого спектра полимеров.

Для эффективной регенерации бурового раствора используется четырехступенчатая система очистки, состоящая из 2-х линейных вибросит, 1-ой ситогидроциклонной установки (осушающее вибросито) и минимально одной высокоскоростной центрифуги.

Рекомендуемая система очистки позволит, минимизировав отрицательное влияние выбуренной породы на технологические параметры бурового раствора и как следствие максимально снизить объемы разбавления для поддержания концентрации твердой фазы в растворе в заданных пределах.

Таблица 36 – Кондуктор

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	0 – 960	960	244,5

Технологические свойства бурового раствора:

Плотность – 1,15 г/см³;

Условная вязкость (API) – до 70–110 с/л;

РН – 8–9;

Водоотдача (API) – 9-6 см³/30 мин;

Жесткость по Ca²⁺ – 200 мг/л;

Содержание песка – <1,5%;

Содержание твердой фазы – <10%.

Данная рецептура промывочной жидкости обеспечит скоростную и безаварийную проходку. Рецептура составлена на основе рекомендаций [2], полагаясь на опыт работ на соседних участках [1].

Инженерные рекомендации по набору параметров бурового раствора:

Поднять РН до 8-9 при помощи каустика (при необходимости);

Добавить до 50 кг/м³ бентонита до условной вязкости не менее 40 – 50 сек;

Добавить BENEX (при необходимости);

Добавить ПАЦ при постоянном перемешивании;

Выдержать 3 – 4 часа до полного набухания полимеров и стабилизации раствора;

Произвести циркуляцию раствора через скважину в течение 2-3 полных циклов циркуляции до перемешивания раствора и выравнивания параметров;

Замерить параметры раствора и произвести дообработку раствора по необходимости.

Предлагаемый раствор не требует применения специального оборудования для приготовления и очистки, прост в применении и обслуживании.

Таблица 37 – эксплуатационная колонна

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	960 – 2490	2520	168

Технологические свойства бурового раствора:

Плотность – 1,15 г/см³;

Условная вязкость (API) – до 20 – 35с/л;

РН – 7 – 8;

Пластическая вязкость (API) – 6 – 18 сР при 28 °С;

Водоотдача (API) – 7 – 8 см³/30 мин;

Жесткость по Са²⁺ – 200 мг/л;

Общее содержание карбоната кальция – не менее 70 кг/м³;

Содержание песка – <1%;

Содержание твердой фазы – <8%;

Содержание коллоидной фазы (МБТ) – 20 – 50 кг/м³;

Содержание коллоидной фазы при вскрытии продуктивного горизонта (МБТ) – <30 кг/м³; [1], [2].

Таблица 38 – продуктивный пласт

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	2490 – 2520	30	168

Технологические свойства бурового раствора:

Плотность – 1,17 г/см³;

Условная вязкость (API) – до 25 – 27сек/л;

РН – 7 – 8;

Пластическая вязкость (API) – 6 – 18 сР при 28 °С;

Водоотдача (API) – 6 см³/30 мин;

Жесткость по Ca²⁺ – 200 мг/л;

Общее содержание карбоната кальция – не менее 70 кг/м³;

Содержание песка – <1%;

Содержание твердой фазы – <8%;

Содержание коллоидной фазы (МБТ) – 20 – 50 кг/м³;

Содержание коллоидной фазы при вскрытии продуктивного горизонта (МБТ) – <30 кг/м³;

Инженерные рекомендации:

Качественное вскрытие продуктивного пласта, особенно в условиях посаженных пластовых давлений;

Обеспечение устойчивости стенок скважины, предотвращение набухания и оплывания мягких глин и сужения стенок скважины;

Устойчивость к загрязнению минерализованными пластовыми водами;

Предотвращение поглощений раствора в проницаемых пластах;

Устойчивость стенок скважины в интервалах баженовской, абалакской и тюменской свит обеспечивается при плотности бурового раствора 1,2 – 1,22 г/см³. Снижение плотности может привести к обвалообразованиям стенок скважины с большими смещениями от вертикали.

Для повышения эффективности работы очистной системы необходимо использовать ступенчатую схему очистки бурового раствора. При возможности необходимо предусмотреть постоянную очистку раствора в ЦСГО одним из пескоотделителей с обратным сбросом раствора в ЦСГО по байпасной линии.

Сетки на виброситах первой ступени должны быть не крупнее 84 меш, а по возможности и 110 меш. Все действия инженера по растворам должны быть направлены на максимальное удаление шлама на первой ступени очистки. В случае невыполнения этого возможно нарушение равновесия в системе «твёрдая фаза-вода-полимеры», что может привести к неконтролируемому росту вязкости и водоотдачи. Сетки на осушающем вибросите 210 – 325 меш.

Для уменьшения времени пребывания выбуренного шлама в скважине и ускорения его доставки к средствам очистки следует обратить особое внимание на промывки перед наращиванием и перед подъёмом.

Строго соблюдать долив скважины при подъёмах во избежание снижения забойного давления и предотвращения осыпания неустойчивых глинистых отложений.

Обратить внимание на реологические свойства бурового раствора и эффективность очистки ствола скважины от выбуренного шлама с целью предотвращения сальникообразования.

Для обеспечения оптимальной очистки скважины от шлама и минимизации вероятности возникновения осложнений в процессе бурения и

спуска эксплуатационной колонны необходимо выполнение ниже перечисленных мероприятий:

Неукоснительно выполнять регламент противоприхватных мероприятий;

При бурении интервалов наиболее опасных по сальникообразованию обратить внимание на структурно реологические свойства бурового раствора для обеспечения полного выноса шлама из скважины. Не допускать скопление шлама в кольцевом пространстве и его слеживание. Для обеспечения при бурении данного интервала необходимой концентрации смазки в растворе, возможно применение альтернативной смазочной добавки;

При резком увеличении механической скорости бурения при вскрытии проницаемых пластов ограничить скорость проходки для обеспечения формирования качественного защитного кольматационного слоя;

Контролировать долив скважины не только в процессе подъема бурильного инструмента, но и при поднятом инструменте из скважины;

Соблюдать установленные ограничения по скорости подъема и спуска бурильного инструмента в целях предупреждения эффектов свабивирования, поршневания и снижению колебаний забойного давления в ходе СПО;

Избегать резких колебаний плотности бурового раствора в процессе его обработок. Не допускать большого роста плотности с последующим его резким разбавлением;

При больших механических скоростях увеличивать время промывок перед наращиванием для более полного подъема выбуренного шлама на поверхность;

Перед подъемом бурильного инструмента обязательно доводить параметры раствора до программных, особенно обращать внимание на величины СНС и условной вязкости;

При наращивании и перед подъемом инструмента из скважины производить промывки не менее 15 – 20 мин, с постоянным расхождением инструмента на полную длину квадрата для более качественного формирования ствола скважины, вымывания выбуренного шлама и снижения репрессии на проницаемый пласт;

Смазочную добавку начать использовать при увеличении углов скважины, рекомендуется вводить аккуратно, не большими порциями перед слайдированием, обязательно тонкой струйкой под всас насоса из расчета 1/2 бочки в сутки. Возможен (рекомендуется) ввод смазочной добавки по схеме 1 – 2 ведра смазки внутрь колонны буровых труб при наращивании;

Обеспечить концентрацию полифракционного карбонатного кольматанта в заданных программой пределах (желательно не ниже 60 – 70 кг/м³). Ежедневно проводить количественный анализ содержания выбуренной породы в буровом растворе. Постоянно проводить очистку раствора центрифугой, поддерживая удельный вес вводом свежего карбонатного кольматанта подобранного фракционного состава;

При СПО места даже малейших затяжек/посадок обязательно промываются и прорабатываются для обеспечения выноса шлама. Важно не допустить слеживания выбуренного шлама на стенках скважины. Проработки следует начинать с малых производительностей насоса с постепенным (после стабилизации давления) повышением подачи раствора и доведением её до проектных значений;

При инициации циркуляции после СПО и длительных простоев, а также при промывках во время спуска эксплуатационной колонны, начинать необходимо с минимальной производительности насосов с постепенным увеличением до проектных значений;

Строго соблюдать регламент долива скважины в процессе подъема. Контролировать вытеснение раствора из скважины при спуске, не допуская снижения уровня раствора в скважине;

Соблюдать рекомендуемые скорости спуска и подъема инструмента во избежание эффектов поршневания и свабиrowания;

Не допускается снижение плотности раствора ниже регламентированного в программе [1], [2].

2.12 Выбор и обоснование типа буровой установки

Исходя из того, что глубина сооружаемой скважины составляет 2520 м, посредством роторного бурения и бурения винтовыми забойными двигателями, а сам процесс бурения будет производиться в условиях крайнего севера, выбираем буровую установку БУ-3000-ЭУК-1 (Рис. 5). Данная буровая установка способна обеспечить высокую скорость проходки при бурении как роторным способом, так и при бурении винтовыми двигателями, а блочно-модульное исполнение обеспечивает достаточную мобильность, простоту и высокую скорость монтажно-демонтажных работ

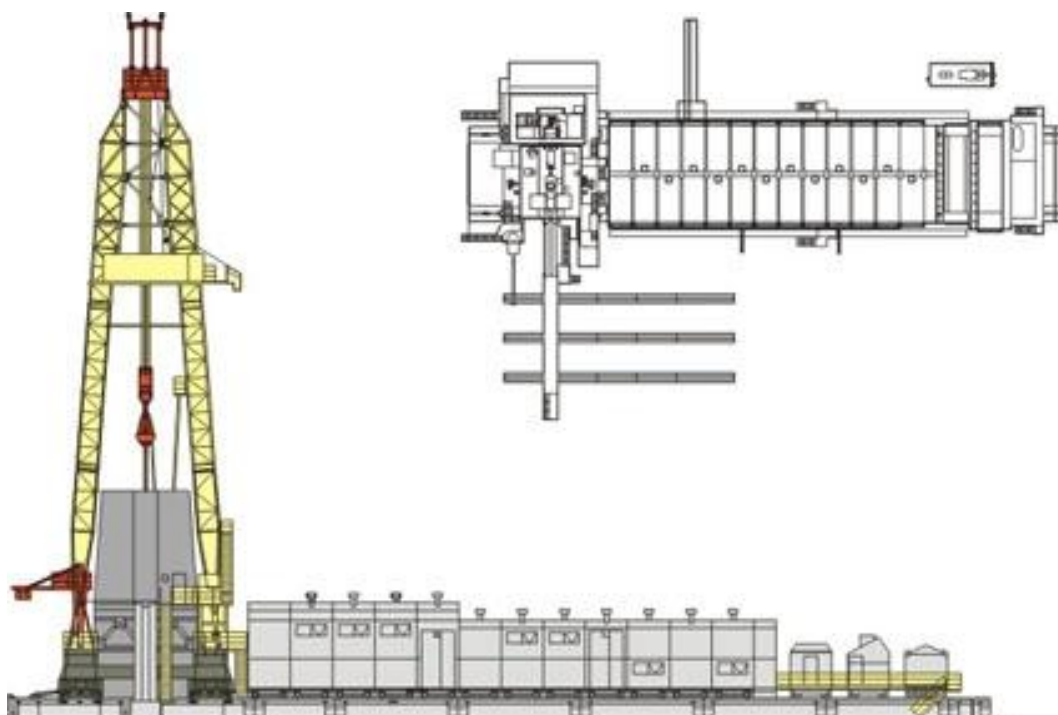


Рисунок 5 – Общий вид буровой установки 3000-ЭУК-1

Буровые установки 3000-ЭУК-1 с тиристорным приводом основных механизмов, в блочно-модульном исполнении предназначены для бурения нефтяных и газовых разведочно-эксплуатационных скважин турбинным и роторным способами в электрифицированных и не электрифицированных районах при температуре окружающего воздуха от минус 45°С до плюс 40°С.

Питание буровой установки 3000-ЭУК-1 осуществляется от промышленной электросети переменного тока напряжением 6000 В, частотой 50 Гц. Общая техническая характеристика указана в таблице 37.

Таблица 37 – Технические характеристики 3000-ЭУК-1

Допускаемая нагрузка на крюке, тс (кН)	225(2250)
Условная глубина бурения, м	3000
Максимальная глубина бурения, м	3300
Длина бурильной свечи, м	24
Наибольшая оснастка талевого системы	5х6
Диаметр талевого контакта с металлическим сердечником	28,32
Диаметр отверстия в стволе ротора Р-560, мм	560
Максимальная статическая нагрузка на ствол ротора, кН	320
Расчетная мощность привода ротора, кВт	160
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с	1,7
Тип привода:	электрический постоянного тока, индивидуальный, тиристорный от промышленных электросетей
Тип вышки	А - образная, секционная, трубчатая, с четырехгранным сечением ног, со встроенными маршевыми лестницами.
Циркуляционная система	
Общий полезный объем, м ³	150
Количество ступеней очистки	4

2.12.1 Проверочные расчеты грузоподъемности вышки

Исходные данные:

Длина колонны, L, м	3150
Средний зенитный угол, $\theta_{\text{ср}}, ^\circ$	11
Коэффициент доп. сопротивлений, α_2	1,4
Удельный вес ПЖ, $\gamma_{\text{ж}}, \text{кГс/см}^3$	1,17
Мощность двигателя станка, N, кВт	500
Коэффициент перегрузки, λ	1,2
Тип вышки	А-образная
Грузоподъемность лебедки станка, $Q_{\text{л}}, \text{тс}$	22
Тип бурового станка	3000-ЭУК-1
Период разгона элеватора, t, с	1,8
Тип бурильных труб	ТБПН
Вес 1 м бурильных труб, кГс	32
Длина свечи, $l_{\text{св}}, \text{м}$	22
Окружная скорость барабана, V, м/с	0,7

2.12.2 Расчет и выбор талевой системы

Исходными данными для определения конструкции талевой системы являются максимальная нагрузка на крюке и грузоподъемность лебедки бурового станка (установки).

Число рабочих ветвей m талевой системы определяется по формуле:

$$m = \frac{Q_{\text{кр.}\Sigma}}{Q_{\text{л}}\eta},$$

где $Q_{\text{кр.}\Sigma}$ – нагрузка на крюке при подъеме колонны бурильных труб из скважины, кГс; $Q_{\text{л}}$ – грузоподъемность лебедки, кГс; η – КПД талевой системы.

$$Q_{кр.Σ} = Q_{кр.δ} + G_δ,$$

где $Q_{кр.δ}$ – вес бурового снаряда с учетом динамических сил, $кГс$; $G_δ$ – вес подвижного груза с учетом динамических сил, $кГс$.

$$Q_{кр.δ} = Q_{кр} \left(1 + \frac{V}{gt} \right),$$

где $Q_{кр}$ – чистый вес бурового снаряда, $кГс$; V – max скорость подъема элеватора, $V = 2,0 м/с$; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 м/с^2$; t – время разгона элеватора, $t = 1,8 с$.

$$Q_{кр} = \alpha_1 \alpha_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m} \right) \cos \theta_{cp} (1 + f g \theta_{cp})$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий ниппельное соединение БТ, $\alpha_1 = 1,0$; α_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $\alpha_2 = 1,4$; q – вес 1 метра труб, $q = 32,1 кГс$; γ_m – удельный вес металла, $\gamma_m = 7,85 Гс/см^3$; f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$G_δ = G \left(1 + \frac{V}{gt} \right),$$

где G – вес подвижного груза, $кГс$.

$$G = m_{п} + m_{тб}, кГс,$$

где $m_{п}$ – масса вертлюга, $кГс$; $m_{тб}$ – масса талевого блока, $кГс$.

$$G = 2420 + 5320 = 7740 кГс.$$

Следовательно,

$$Q_{кр.Σ} = \left[\alpha_1 \alpha_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m} \right) \cos \theta_{cp} (1 + f g \theta_{cp}) + G \right] \left(1 + \frac{V}{gt} \right),$$

$$Q_{кр.Σ} = \left[1,0 \cdot 1,4 \cdot 32,1 \cdot 3150 \cdot \left(1 - \frac{1,17}{7,85} \right) \cdot \cos 11 \cdot (1 + 0,3 \cdot 1,8 \cdot 9,81 \cdot 11) + 7740 \right] \cdot \left(1 + \frac{2}{9,81 \cdot 1,8} \right) = 192242,4 кГс$$

$$\frac{Q_{кр.Σ}}{Q_{л}} = \frac{192242,4}{22000} = 8,74.$$

КПД талевой системы рассчитываем по формуле:

$$\eta_{\text{тс}} = \frac{\eta(1 - \eta^{u_{\text{тс}}})}{u_{\text{тс}} \cdot (1 - \eta)}$$

η – к.п.д. одного шкива = 0,98, $u_{\text{тс}}$ – Количество ветвей талевой системы,

Число рабочих ветвей:

$$\eta_{\text{тс}} = \frac{0,98(1 - 0,98^{10})}{10 \cdot (1 - 0,98)} = 0,878$$

$$m = \frac{8,74}{0,878} = 9,9$$

Принимаем число рабочих струн $m = 10$.

На основании приведённых расчётов предусматривается конструкция талевой системы – ТС 5х6, с концом каната закреплённом на лонжероне (рис. 2.10).

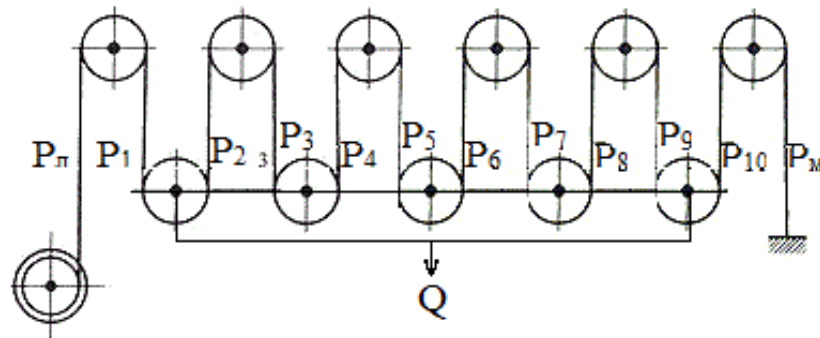


Рисунок 2.9 – Талевая система с концом каната закреплённом на основании вышки

2.12.3 Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии

Для талевой системы с концом каната закреплённом на кронблоке имеем:

$$Q_0 = Q_{\text{кр}} + G + P_{\text{л}} + P_{\text{м}},$$

где G – вес подвижного груза, $G=7740$ кГс; $P_{\text{л}}$ – усилие в лебедочном конце каната, кГс; $Q_{\text{кр}}$ – полный вес бурового снаряда в статическом состоянии; $P_{\text{м}}$ – усилие в «мертвом конце каната»:

$$Q_{\text{кр}} = \alpha_1 q L \left(1 - \frac{\gamma_{\text{жс}}}{\gamma_{\text{м}}} \right), \text{кГс};$$

$$Q_{\text{кр}} = 1,0 \cdot 32,1 \cdot 3150 \cdot \left(1 - \frac{1,17}{7,85} \right) = 77949,66 \text{ кГс}$$

$$P_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{кр}} + G}{m}, \text{кГс}$$

$$P_{\text{л}} = \frac{77949,66 + 7740}{10} = 8569 \text{ кГс}$$

$$P_{\text{м}} = \frac{P_{\text{л}}}{\beta^{11}};$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta = 1,04$.

$$P_{\text{м}} = \frac{8569}{1,04^{11}} = 5566,26 \text{ кГс}$$

Тогда:

$$Q_0 = 77949,66 + 7740 + 8569 + 5566,26 = 99825 \text{ кГс}$$

Исходя из этого можно сделать вывод, что нагрузка на вышку в статическом состоянии не превышает её грузоподъемность (225тс).

2.12.4 Определение усилий в ветвях талевой системы

В статическом состоянии:

Все струны талевой системы равномерно нагружены силой:

$$P = \frac{Q_{\text{кр}} + G}{m}, \text{кГс};$$

$$P = \frac{77949,66 + 7740}{10} = 8569 \text{ кГс}$$

При подъеме инструмента:

Обозначим усилия в рабочих ветвях соответственно P_1, P_2 и т.д.; в лебедочном конце каната – $P_{\text{л}}$, а в конце каната закрепленного на основание вышки – $P_{\text{м}}$, тогда:

$$P_1 = \frac{P_{\text{л}}}{\beta}, P_2 = \frac{P_1}{\beta} = \frac{P_{\text{л}}}{\beta^2}, P_n = \frac{P_{\text{л}}}{\beta^n}$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta = 1,04$.

При этом вес бурового снаряда можно найти из выражения:

$$Q_{\text{кр.}\Sigma} = P_{\text{л}} \frac{\beta^m - 1}{\beta^m (\beta - 1)}, \text{ кГс}$$

Откуда:

$$P_{\text{л}} = Q_{\text{кр.}\Sigma} \frac{\beta^m (\beta - 1)}{\beta^m - 1}, \text{ кГс}$$

$$P_{\text{л}} = 192242,4 \cdot \frac{1,04^{10} \cdot (1,04 - 1)}{1,04^{10} - 1} = 23709 \text{ кГс};$$

$$P_1 = \frac{23709,9}{1,04} = 22797 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{23709,9}{1,04^2} = 21921 \text{ кГс};$$

$$P_3 = \frac{23709,9}{1,04^3} = 21078 \text{ кГс};$$

$$P_4 = \frac{23709,9}{1,04^4} = 20267 \text{ кГс};$$

$$P_5 = \frac{23709,9}{1,04^5} = 19487 \text{ кГс};$$

$$P_6 = \frac{23709,9}{1,04^6} = 18738 \text{ кГс};$$

$$P_7 = \frac{23709,9}{1,04^7} = 18017 \text{ кГс};$$

$$P_8 = \frac{23709,9}{1,04^8} = 17324 \text{ кГс};$$

$$P_9 = \frac{23709,9}{1,04^9} = 16658 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = \frac{23709,9}{1,04^{10}} = 16017 \text{ кГс};$$

$$P_M = \frac{23709,9}{1,04^{11}} = 15401 \text{ кГс}.$$

При спуске инструмента

$$P_{\text{л}} = Q_{\text{кр.}\Sigma} \cdot \frac{\beta - 1}{\beta(\beta^m - 1)}, \text{ кГс};$$

$$P_{\text{л}} = 192242,4 \cdot \frac{1,04 - 1}{1,04 \cdot (1,04^{10} - 1)} = 15402 \text{ кГс};$$

Соответственно:

$$P_1 = 16017 \text{ кГс}$$

$$P_2 = 16658 \text{ кГс};$$

$$P_3 = 17324 \text{ кГс};$$

$$P_4 = 18017 \text{ кГс};$$

$$P_5 = 18738 \text{ кГс};$$

$$P_6 = 19487 \text{ кГс};$$

$$P_7 = 20267 \text{ кГс};$$

$$P_8 = 21078 \text{ кГс};$$

$$P_9 = 21921 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = 22797 \text{ кГс};$$

$$P_M = 23709 \text{ кГс}.$$

2.12.5 Определение нагрузки на вышку при подъеме инструмента

Нагрузка на мачту при подъеме инструмента определяется по формуле:

$$Q_0 = \sum P = P_{\text{л}} + P_M + \sum_m P;$$

$$Q_0 = 23709 + 15402 + (16017 + 16658 + 17324 + 18017 + 18738 + 19487 + 20267 + 21078 + 21921 + 22797) = 231420 \text{ кГс}$$

Максимальная грузоподъемность вышки составляет 225 тс, что удовлетворяет всем требованиям безопасного ведения работ.

2.12. 6 Определение КПД талевой системы

КПД талевой системы определяется по формуле:

$$\eta_{TC} = P / P_{\text{л}}$$

где P – натяжение в лебедочном конце каната без учета сил трения в роликах, кГс; $P_{\text{л}}$ – действительное натяжение в лебедочном конце каната при подъеме инструмента.

$$P = \frac{Q_{\text{кр}}}{m}$$

Следовательно:

$$\eta_{TC} = \frac{\beta^m - 1}{m\beta^m(\beta - 1)};$$

$$\eta_{TC} = \frac{1,04^{10} - 1}{10 \cdot 1,04^{10}(1,04 - 1)} = 0,81.$$

2.12. 7 Определение грузоподъемности талевой системы

Производится в зависимости от скорости навивки каната на барабан лебедки:

$$V = 0,7 \text{ м/с}.$$

Грузоподъемность многострунной ТС определяется по формуле:

$$Q_i = \frac{102 N_0 \eta \eta_{TC}}{V_{\text{кр.}i}},$$

где N_0 – номинальная мощность двигателя, $N_0 = 720$ кВт; η – КПД передачи от вала двигателя до барабана лебедки, $\eta = 0,85$; η_{TC} – КПД талевой системы, $\eta_{TC} = 0,81$; $V_{кр.}$ – скорость подъема талевого блока, $0,25$ м/с.

$$Q_i = \frac{102 \cdot 720 \cdot 0,85 \cdot 0,81}{0,2} = 252817,2 \text{ кГс}$$

$$252817,2 \text{ кГс} \geq 192242,4 \text{ кГс}.$$

Максимальный вес снаряда не превышает грузоподъемность талевой системы – следовательно, талевая система пригодна для подъема данного снаряда.

2.12.8 Расчет талевого каната

Расчет и выбор талевого каната производятся по статическому разрывному усилию каната, определяемому по формуле:

$$R_k \geq k Q_{л. \max},$$

где k – запас прочности талевого каната по технике безопасности, $k = 2,5$;

$Q_{л. \max}$ – максимальное усилие лебедки на минимальной скорости навивки каната на барабан с учетом возможной перегрузки двигателя.

$$Q_{л. \max} = \frac{102 N_0 \lambda \eta}{V_{\min}} \text{ кГс},$$

где λ – коэффициент перегрузки двигателя, $\lambda = 1, 2$.

$$Q_{л. \max} = \frac{102 \cdot 720 \cdot 1,2 \cdot 0,85}{0,2} = 374544 \text{ кГс}$$

$$R_k = 2,5 \cdot 374544 = 936360 \text{ кГс}.$$

Для $R_k = 936360$ кГс выбираем грузовой канат с временным сопротивлением разрыву 1960 МПа, нераскручивающиеся, крестовой свивки типа ЛК-РО (в соответствии с ГОСТ 13840-88). Диаметр каната $D_k = 32$ мм.

2.13. Буровой насос и параметры подачи

Руководствуясь проведенными выше расчетами, рекомендациями [5] и имеющемся на вооружение компаний оборудования, выбираем насос типа НБТ-600-1, рисунок 6.

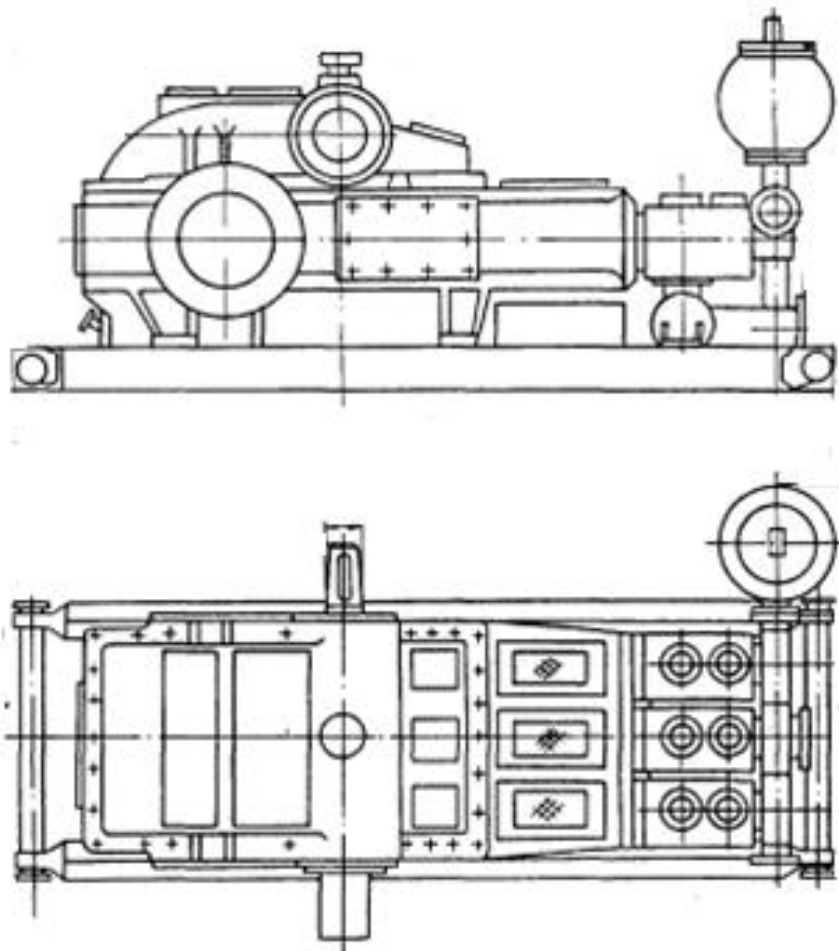


Рисунок 6 – Буровой насос НБТ-600-1

Буровой трехпоршневой насос одностороннего действия НБТ-600 предназначен для нагнетания промывочных буровых растворов в скважину при геологоразведочном и эксплуатационном бурении, возможно его применение для перекачки неагрессивных жидкостей и других технологических операций, требующих высокого давления. Оптимальные режимы бурения обеспечиваются установкой сменных цилиндрических втулок и поршней одного из типоразмеров и регулированием числа двойных ходов поршней насоса.

Таблица 38 – Технические характеристики НБТ 600

Наименования	Значения
Мощность, кВт	600
Число цилиндров	3
Наибольшая идеальная подачи, л/с	45,5
Предельное давление , МПа	25
Число ходов поршней в минуту	145
Длина хода поршня, мм	250
Тип пневмокомпенсатора на входе и выходе	сферический, диафрагменный
Тип предохранительного клапана	гвоздевой или диафрагменный
Тип клиноременной передачи по ГОСТ 1284.1-80	Е(Д)
Диаметр шкива, мм	1120
Число ремней	16
Габариты, мм:	
длина	4560
ширина	1768
высота	2180
Масса, кг	14500

Таблица 39 – Характеристики подачи насоса

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см ²)	Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, л/с
180	11.2 (112)	45,57
170	12.6 (126)	40,55
160	14,2 (142)	35,80
150	16,1 (161)	31,34
140	18,6(186)	26,14
130	21.7 (217)	23,21
120	25,0 (250)	19,54

2.14 Выбор источника энергии

Буровая установка БУ–3000ЭУК–1 работает от промышленной сети с напряжением 6000В. Так же в комплекте бурового и вспомогательного оборудования имеется дизельная электростанция, на случай внештатных и аварийных ситуаций. Наиболее часто на подобных объектах используют электростанцию АД200, как на рисунке 7.

Дизельные электростанции серии АД200 (АД-200) предназначены для получения трехфазного электрического тока напряжением 400 В. В качестве основных источников электроснабжения электростанции ДГУ-200 применяются для автономных объектов (удалённые населённые пункты, фермерские хозяйства, вахтовые посёлки, буровые установки и т.п.). На дизельэлектростанции установлена система управления электрогенератором предназначенная для запуска дизельного электрогенератора вручную. Дизельный агрегат с ручным запуском должен работать в постоянном присутствии оператора ДГУ.

В качестве резервных источников электроснабжения дизель-электростанции могут применяться на объектах, требующих повышенной надёжности энергообеспечения (школы, учреждения здравоохранения, банки, гостиницы, спортивные сооружения и т.п.). Автоматизированные установки ДГУ оборудованы автоматикой, запускающей генераторные установки при пропадании основного питания. Дизель-генераторные установки, оборудованные по 2-й степени автоматизации, могут работать без присутствия оператора.

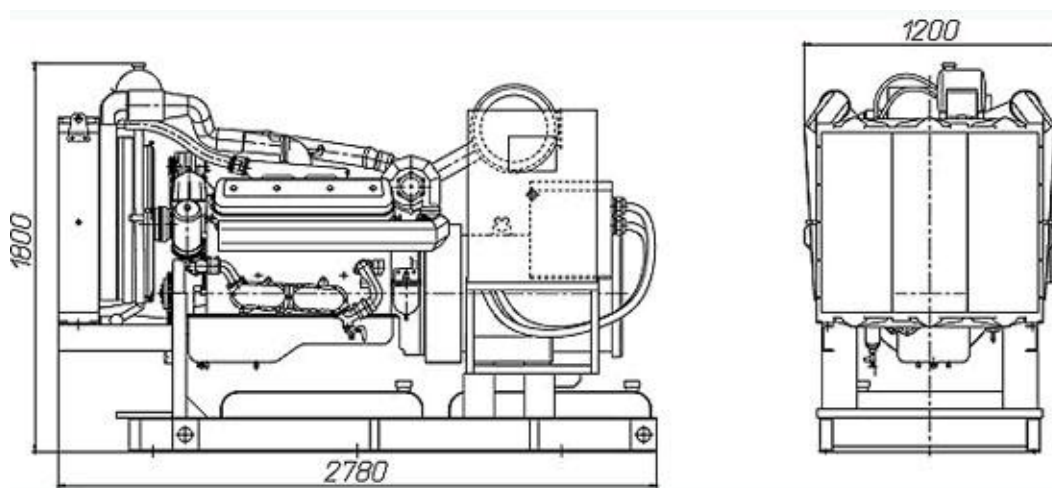


Рисунок 7 – Общий вид ДЭС АД200

Таблица 40 – Основные технические характеристики АД200

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность (длительная), кВт/кВА	200/250
Максимальная часовая мощность, кВт/кВА	220/275
Род тока	переменный трехфазный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Номинальный ток, А	360
Частота вращения вала двигателя, мин-1	1500
Заправочные емкости, л:	
Система топливопитания	400
Система охлаждения (радиатор и двигатель)	60
Система смазки	32
Расход топлива при 100 % нагрузки, л	55,7
Удельный расход масла, % от расхода топлива	0,2
Минимальная температура запуска без подогрева, °С	-10
Масса сухого электроагрегата, кг	2760
Ресурс до капитального ремонта, м.ч	10 000

2.15 Выбор бурильных и ведущих труб

Бурильные трубы предназначены для спуска в скважину и подъема породоразрушающего инструмента, передачи вращения долоту, подвода бурового раствора к забойному двигателю и долоту, восприятия реактивного момента забойного двигателя, создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и проведения вспомогательных работ.

Опираясь на опыт работ в данном регионе применим бурильные трубы диаметром 146 мм (с резьбовым соединением 3-147) типа ПК (группа по надежности Т, предел текучести 10000 кгс/см^2) с наружной высадкой (гладкоствольные внутри).

Данный тип труб должен обеспечить достаточную прочность колонны бурильных труб, а благодаря тому, что свечи собираются из двух труб и составляют 22 м, уменьшается количество операций при СПО. Высадка наружу необходима для того чтобы трубы оставались гладкоствольными внутри, что необходимо для обеспечения меньших гидродинамических потерь при прохождении бурового раствора. Меньшие гидродинамические потери благоприятно сказываются на показателях турбинного бурения, обеспечивают бесперебойную работу винтовых забойных двигателей и высокую скорость проходки.

Таблица 41 – Характеристики ТБПК 146

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина трубы, м
146	9,5	Т	11

Ведущие бурильные трубы предназначены для передачи вращения колонне бурильных труб от ротора, восприятия реактивного момента от забойного двигателя, подачи в скважину бурового раствора. В верхней части через левую резьбу (для предотвращения самопроизвольного развинчивания) они соединяются с вертлюгом, а в нижней с шаровым краном (для ликвидации проявлений через колонну бурильных труб).

В качестве ведущей трубы применяем ВБТ-108К так как она способна обеспечить необходимую начальную осевую нагрузку, в последствии успешно передавать крутящий момент от ротора к колонне БТ, а также воспринимать реактивный момент при роторном бурение.

Таблица 42 – Характеристики ВБТ-108К

Сторона квадрата, мм	Диаметр трубы, мм		Длина трубы L, мм	Диаметр соединения, мм		Резьба (ГОСТ Р 50864 – 96)		Масса, кг
	Наружный	Внутренний		Верхнего муфтового d_1	Нижнего ниппельного d_2	Верхняя муфта левая	Ниппель правая	
108	139,7	71	16460	197	152	3-152Л	3-122	1086

3. Специальный вопрос: Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при строительстве разведочной скважины

В процессе буровых работ возможными видами аварий являются:

1) аварии, связанные с колонной бурильных труб: оставление в скважине бурильных колонн или их частей из-за поломок в теле или в соединительных элементах бурильных, ведущих и утяжеленных труб; падение в скважину элементов бурильных колонн;

2) аварии, связанные с прихватом бурильной колонны: невозможность спуска или подъема бурильной колонны; прилипание бурильных труб к стенкам скважины, заклинивание породоразрушающего инструмента, колонковых или бурильных труб, возникновение сальников в скважине, обвалы и осыпания стенок скважин, прижог бурового инструмента, затяжка бурильной колонны;

3) аварии, связанные с обсадными трубами: разъединение по резьбовым или сварным соединениям спускаемых или спущенных обсадных труб; разрыв труб по телу; падение обсадных труб в скважину; смятие и протирание обсадных труб; прихваты обсадных колонн при спуске и подъеме; отвинчивание и обрыв башмаков;

4) аварии, связанные с буровыми коронками и долотами: прижоги или оставление в скважине коронок, долот;

5) аварии, связанные со скважинными работами: обрыв и оставление в скважине различных скважинных приборов, троса или каротажного кабеля;

Анализ причин обрывов бурового снаряда сводится к следующим группам:

1) геологические: повышенная кавернозность стенок скважины; прилипание бурового инструмента, вывалы породы;

2) технические: применение изношенного бурового инструмента; низкое качество изготовления резьбовых соединений;

3) технологические: превышение предельных крутящих моментов; повышенное искривление скважины; потери промывочной жидкости;

4) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с обрывами бурильных труб:

- применение бурильных труб, соответствующих по своей прочности выбранному режиму бурения;
- проведение систематического шаблонирования бурильных труб и осмотра их соединений;
- обеспечение условия складирования и транспортировки бурильных труб, не допускающие их порчу (особенно резьбовых соединений);
- проведение систематической проверки состояния спуско-подъемного инструмента, механизмов для свинчивания и развинчивания труб;
- проведение мероприятий по исключению аномального искривления скважины.

Способы ликвидации с обрывами бурильных труб:

- применение отводных крюков, соединение с отдельными элементами и попытки извлечения их поочередно;
- разбуривание зоны расклинивания до накрытия расклиненного инструмента колонковой трубой, цементация интервала у верхнего конца бурильной колонны с последующим забуриванием нового ствола скважины.
- при обрыве бурильной колонны в результате прихвата для его ликвидации производится спуск метчика (колокола) на бурильных трубах с левой резьбой и соединения с оставшейся частью бурильных труб, производится левое вращение и накручивание снаряда на аварийный инструмент.

Анализ причин прихвата бурового снаряда сводится к следующим группам:

- 1) геологические: присутствие в геологическом разрезе пород, склонных к набуханию;
- 2) технологические: высокая концентрация глинистых растворов; высокая водоотдача растворов;
- 4) организационные: недостаточный контроль за состоянием бурового раствора; неоптимальный подбор режима подачи бурового раствора в скважину.

Меры предупреждения аварий, связанных с прихватами буровых колонн:

- принятие мер для исключения накопления и оседания шлама в скважине, для чего применять промывочные жидкости, соответствующие условиям бурения, в количестве, достаточном для выноса шлама;
- устройство циркуляционной системы, обеспечивающей очистку раствора;
- производство спуска инструмента в нижней части ствола скважины с промывкой и вращением;
- систематический осмотр буровой колонны с целью выявления мест утечки промывочной жидкости;
- своевременное перекрытие обсадными трубами зон неустойчивых пород и поглощений;
- подбор промывочной жидкости, способствующей укреплению стенок скважины, и тампонажной смеси для ликвидации поглощений промывочной жидкости;
- проработка ствола скважины в зоне затяжек;
- производства спуска и подъема в этих интервалах вращением и интенсивной промывкой растворами с пониженной водоотдачей;

- принятие мер по исключению оставления бурового снаряда на длительное время на забое или в призабойной зоне при прекращении вращения и промывки.

Меры, предназначенные для ликвидации прихватов:

- ликвидация аварии натяжкой колонны;
- обуривание колонковой трубы.

Анализ причин аварий, связанных с обсадными трубами, сводится к следующим группам:

1) технические: применение изношенного бурового инструмента; низкое качество изготовления резьбовых соединений;

2) технологические: превышение предельных крутящих моментов; повышенное искривление скважины; потери промывочной жидкости;

3) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с обсадными трубами:

- проверка обсадных труб перед спуском по диаметру, на целостность резьб и корпуса труб;
- проверка исправности бурового оборудования и спуско-подъемных приспособлений;
- производство кавернометрии скважины;
- облегчение глинистого раствора по возможности;
- принятие мер по исключению вращения обсадных труб и забивания их шламом.

Аварии данного типа ликвидируются применением различных смазок или разогревом обсадных труб с последующим их извлечением, и принятием мер, описанных выше.

Анализ причин аварий, связанных с породоразрушающим инструментом, сводится к следующим группам:

1) геологические: высокая твердость горных пород;

2) технические: применение изношенного породоразрушающего инструмента, применение некачественного породоразрушающего инструмента;

3) технологические: недостаточная подача промывочной жидкости; подбор неоптимальных режимов бурения.

4) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

- принятие мер по исключению спуска в скважину коронок и долот, имеющих дефекты резьб, трещины корпусов и матриц, люфт в опорах шарошек, с забитыми промывочными отверстиями и другими дефектами;
- наворачивание алмазных коронок и расширителей специальными ключами;
- производство подъема инструмента при резком падении механической скорости, возникновении вибрации и посторонних процессов в скважине;
- обеспечение полной герметичности всех соединений бурового снаряда;
- наблюдение за соответствием диаметров при замене породоразрушающего инструмента.

Способы ликвидации аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

- извлечение породоразрушающего инструмента производится с помощью специального инструмента: ловушки типа ЛМС или ЛМ;
- разбуривание породоразрушающего инструмента с последующим подъемом в колонковой трубе.

Анализ причин аварий, связанных со скважинными работами, сводится к следующим группам:

1) геологические:повышенная кавернозность стенок скважины, вывалы породы;

2) технические: применение изношенного скважинного оборудования; применение некачественного скважинного оборудования;

3) технологические: прилипание снаряда в скважине за счет свойств бурового раствора; заклинивание скважинного оборудования за счет угла наклона ствола скважины.

4) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием скважинного оборудования.

Меры предупреждения аварий при скважинных работах:

- ознакомление каротажной бригады перед производством работ с особенностями конструкции и состоянием скважины, с возможными зонами осложнений;

- проработка ствола скважины перед спуском геофизических и других скважинных приборов, и снарядов;

- проверка соответствия кабеля (троса) глубине производимых работ, его целостности, прочности крепления скважинных приборов и устройств;

- прекращение спуска скважинных приборов при их затяжках, поднятие приборов и повтор проработки скважины.

Способы ликвидации аварий при скважинных работах:

- при обрыве и оставлении скважинных приборов (устройств) в скважине их извлечение проводится после навинчивания ловильного колокола или накрытия колонковой трубой соответствующего диаметра.

- при обрыве каротажного кабеля или троса их извлечение производится с помощью ловителей каната. В случае невозможности извлечения кабеля (троса) производится разбуривание.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»

Организационная структура предприятия – структура обеспечивающая установление отношений подчинения (субординации) и согласования (достижения единого мнения, координации) в деятельности органов, задачей которых является организация выпуска продукции предприятия. Множественность элементов предприятия, представляющего собой комплекс, сложную систему, вызывает необходимость организованного руководства для обеспечения слаженности их действий. В состав органов управления входят лица, выполняющие распорядительные действия, и группы специалистов, обеспечивающие принятие решений и их реализацию путем сбора исходной информации, ее обработки, подготовки проектов решений и контроль за исполнением решений.

Во главе стоит директор, у которого есть заместители по:

- бурению,
- ремонту скважины-обеспечению производства,
- по персоналу экономике и финансам.

В основную структуру ОАО «Сургутнефтегаз» входят:

- производственно-технический отдел бурения,
- техническая служба бурения,
- геологическая служба.

Функции планово-экономического отдела:

1. Экономическое планирование, направленное на организацию рациональной хозяйственной деятельности в соответствии с потребностями рынка и возможностями получения необходимых ресурсов,

выявление и использование резервов производства с целью достижения наибольшей эффективности работы организации.

2. Руководство разработкой текущих планов подразделений организации по всем видам деятельности в соответствии с заказами потребителей продукции, работ (услуг) и заключенными договорами, подготовкой экономических обоснований и расчетов к ним.

3. Участие в разработке стратегии организации с целью адаптации его хозяйственной деятельности и системы управления к изменяющимся в условиях рынка внешним и внутренним экономическим условиям.

4. Руководство составлением, координация и согласование среднесрочных и долгосрочных комплексных планов производственной, финансовой и коммерческой деятельности организации.

5. Контроль за выполнением подразделениями организации плановых заданий, статический учет по всем производственным и технико-экономическим показателям работы организации, подготовка периодической отчетности в установленные сроки, анализ и систематизация статических материалов. Организационная структура предприятия представлена на рисунке 8.

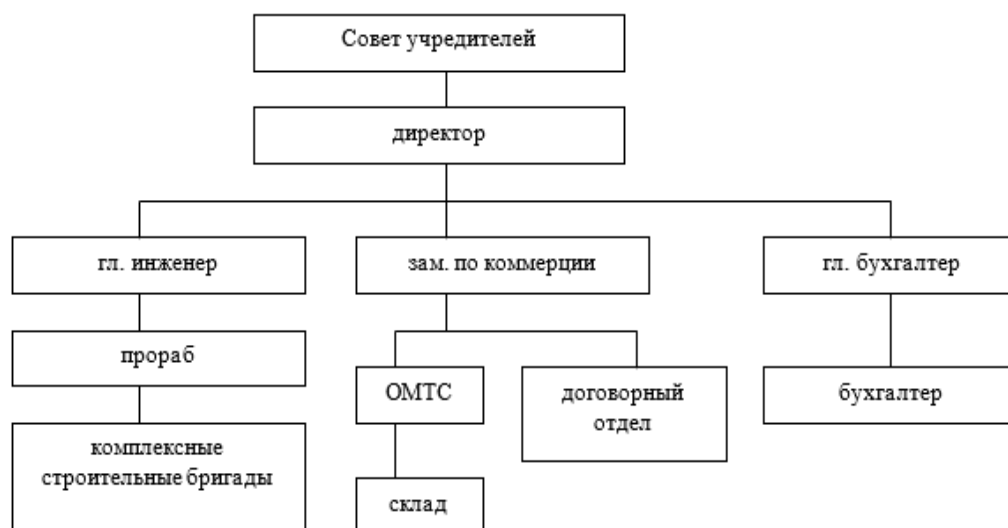


Рисунок 8 – Организационная структура ОАО «Сургутнефтегаз»

Как видно из рисунка 18, организационная структура состоит из трех уровней. Первый представлен высшим уровнем управления, второй

звеньями среднего уровня управления: прорабом, менеджером ОМТС, юристом договорного отдела и бухгалтером; третий - непосредственно линейными отделениями, т.е. комплексными строительными бригадами и складом. Организационная структура предприятия носит линейно-функциональный характер. Линейно-функциональная структура наиболее эффективна при рутинных, повторяющихся, неизменных задачах и операций, которые не требуют множества контактов, частого принятия решений или постоянного внесения изменений в выполняемую работу. Именно это и характеризует рассматриваемое предприятие, поэтому данную организационную структуру можно считать оптимальной.

4.2 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.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час}, \quad (1)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

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

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

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (5)$$

Где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины глубиной 2520 метра (по стволу) составляет 112 часов (механического бурения), время СПО составит 10,8 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 12,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 25,3 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час ,} \quad (6)$$

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

$$V_M = \frac{2520}{112} = 20,09 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = A / (t_M + t_{\text{СПО}}) \text{ м/час,} \quad (7)$$

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

$$V_p = 2520 / (112 + 10,8) = 20,52 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = (H * 720) / T_K \text{ м/ст.мес,} \quad (8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_k = (2520 \cdot 720) / 607 = 2989,13 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{cp} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{cp} = 2520 / 4 = 630 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

Таблица 43 - 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 Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Смена обтираторов (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	393,7 М-ГВУ-R227	0	60	350	0,03	80	0,14	1,26	0,1	1,36 0,02 0,24 0,27 0,43 0,33 0,96 0,24 3,85
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Смена обтираторов (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ2-295,3 МС	60	960	2900	0,04	820	0,23	18,9	1,32	20,22 0,27 6,78 0,41 0,37 1,59 0,68 60,04 5,18 0,83 5,17 1,28 102,82

Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ-215/100 В	960	2520	3200	0,12	1700	0,21	19,1	2,9	22,00
Бурение (с отбором керна)	913 Е	1100	1482		0,12	182	0,12	14,3	1,1	15,4
Бурение (с отбором керна)		1482	2512		0,12	930	0,37	29,89	4,1	33,99
Бурение (с отбором керна)		2512	2700		0,10	174	0,11	16,1	1,2	17,3
Промывка (ЕНВ)										6,83
Нарращивание (ЕНВ)										15,36
Смена долот (ЕНВ)										0,81
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,18
Установка и вывод УБТ за палец										7,48
Крепление (ЕНВ)										72,3
ПГИ (ЕНВ)										27,52
Смена обтираторов (ЕНВ)										2,00
Проверка ПВО										18,00
Ремонтные работы (ЕНВ)										16,3
Смена вахт (ЕНВ)										4,0
Итого:										262,84
Итого по колоннам:										580,86
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сутки										25,3
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м										3084,12
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										19,6

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать. Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 44

Таблица 44 - Линейно-календарный график

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													

Условные обозначения к таблице 44

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

4.2 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 45 - 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				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2520		170335,84
	Итого полевых работ: Σ_1				173684,64
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2084,22
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2605,27
	Итого основных расходов: Σ_2				178374,13
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	71349,65
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	35674,83
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				285398,6
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	24972,38
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	26756,19
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1389,48
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	5351,22
	- доплаты	%	8	от Σ_2	14269,93
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	8918,71
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	28539,86
ИТОГО сметная стоимость		343867,8			
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)		405763,06			

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Темой данной выпускной квалификационной работе специалиста является разработка технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении Приразломное. Объектом исследования является проект на строительство скважины по заданным параметрам. В перечень разрабатываемых вопросов входят: геологическая и географо-экономическая характеристика района проектируемых работ, расчет профиля (траектории) скважины, углубление скважины, проектирование процессов заканчивания, выбор буровой установки, специальная часть.

Проектируемые работы проводятся на открытой площадке, характер рельефа – равнинный, высокая заболоченность. Административно район строительства расположен в Ханты-Мансийском Автономном округе Российской Федерации. Местность характеризуется высокой продолжительностью зимнего периода (около 244 суток), среднегодовая температура составляет минус 1,1°C.

Целями составления настоящего раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) представлена в таблице 46.

Таблица 46 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Бурение	1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки	1. движущиеся машины и механизмы 2. давление в системах работающих механизмов и трубопроводах	1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96
СПО	1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки	1. движущиеся машины и механизмы 2. работа на высоте	1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96
Крепление ОК	1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки	1. движущиеся машины и механизмы 2. работа на высоте	1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96
Приготовление и очистка БР	1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки 4. повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 5. вредные вещества	1. движущиеся машины и механизмы 2. давление в системах работающих механизмов и трубопроводах	1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96 4. ГОСТ 12.1.005-88, СП 60.13330.2012 5. ГОСТ 12.1.007–76
Ремонтные работы	1. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки 2. недостаточная освещенность	1. движущиеся машины и механизмы 2. давление в системах	1. ГОСТ 12.2.003–91, ПБ 03-576-2003 2. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96 3. СанПиН

	рабочих мест и подходов к ним	работающих механизмов и трубопроводах 3. работа на высоте	2.2.1/2.1.1.1278–03, СП 52.13330.2011
--	-------------------------------	--	--

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

а) Повышенный уровень шума на рабочем месте. Источниками шума на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, различные движущиеся машины и механизмы. К методам защиты работающих от действия шума относятся средства коллективной защиты, такие как: кожухи, глушители шума; средства индивидуальной защиты. [СанПин 2.22.3359-16]

б) Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. Источниками вибрации на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, различные движущиеся машины и механизмы. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.029-80 . К методам защиты работающих от действия вибрации относятся средства коллективной защиты, такие как: кожухи, виброизолирующие площадки; средства индивидуальной защиты. [СН 2.2.4./2.1.8.566-96]

в) Пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны регламентируются ГОСТ 12.1.005-88. К методам защиты работающих относят спецодежду, использование укрытий.

г) Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, хим. реагенты. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96. К методам защиты работающих относятся контроль воздушной среды, установка стационарных сигнализаторов, использование СИЗОД.

д) Вредные вещества. Источником воздействия токсичных вредных веществ на буровой является, в первую очередь, работа с хим. реагентами для приготовления бурового раствора. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.007-76. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты.

е) Недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению рабочих мест регламентируются СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03.

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

а) Движущиеся машины и механизмы. Наибольшую опасность представляет работа с буровой лебедкой, силовыми приводами, механизмами очистки бурового раствора, а также СПО. Безопасность при работе с движущимися машинами и механизмами следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 08-624-03.

б) Давление в системах работающих механизмов и трубопроводах. Особое внимание следует уделять работе с циркуляционной системой, где давление жидкости достигает значительных величин, вследствие чего авария может привести к человеческим жертвам. Безопасность при работе с оборудованием, работающим под давлением, следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 10–115–96 и ПБ 03-576-2003.

в) Работа на высоте. К высотным работам на буровой относят работу верхового при СПО, различный ремонт буровой вышки. Безопасность при высотных работах должна регламентироваться по ПОТ Р М-012-2000. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты.

5.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Буровые установки должны быть оснащены механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с "Нормативами оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации", «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08624-03), утвержденными постановлением Госгортехнадзора России № 56 от 05.06.03 г.

Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважин и обеспечения безопасности работающих на случай пожара инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты и спецодеждой.

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины, инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Рабочий персонал при строительстве скважины должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда, разработанной и утвержденной на данном предприятии.

Расчет контура заземления

Защитное заземление – преднамеренное соединение с землей металлической конструкции не токоведущих частей, которые в случае аварии могут оказаться под напряжением.

Расчет заземления на буровой Федюшкинской площади производится согласно «Правилам устройства электроустановок». [5]

Защитное заземление показано на рисунке 9.

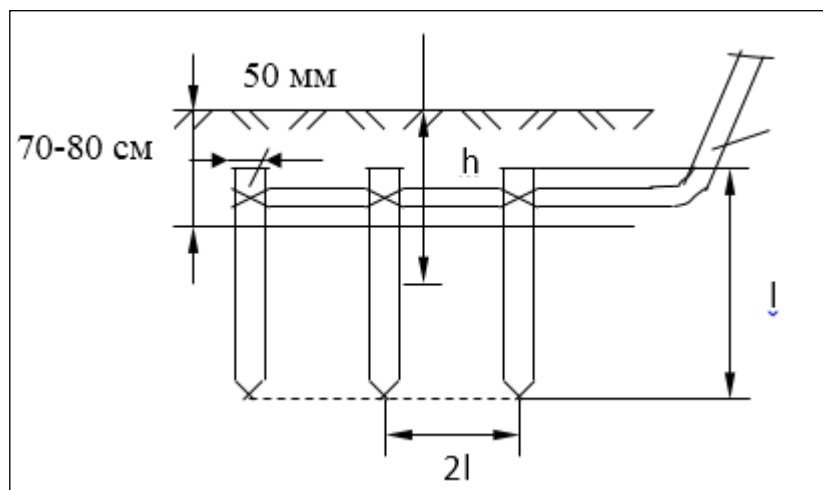


Рисунок 9 - Схема защитного заземления

Допустимое сопротивление контура заземления $R_0 \leq 4$ Ом.

Рассчитывается сопротивление одного электрода по формуле:

$$R_T = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h+l}{4h-l} \right), \quad (1)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, $\rho = 60$ Ом·м; l – длина электрода, $l = 2,5$ м; d – диаметр электрода, $d = 0,05$ м; h – расстояние от середины электрода до поверхности земли, $h = 2$ м.

$$R_T = 0,366 \frac{60}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,5}{4 \cdot 2 - 2,5} \right) = 18,8 (\text{Ом})$$

Определяется необходимое число электродов, которое необходимо забить в грунт по формуле:

$$n = (R_T \cdot \eta_c) / (R_0 \cdot \eta_{ЭТ}), \quad (2)$$

где $\eta_{ЭТ}$ – коэффициент экранировки труб (электродов), $(0,2 < \eta_{ЭТ} < 0,9)$; η_c – коэффициент сезонности, учитывает неравномерность стекания тока $\eta_c = 2$.

$$n = \frac{18,8 \cdot 2}{4 \cdot 0,55} = 17$$

Принимается 17 электродов.

Определяется сопротивление соединительной полосы по формуле:

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n^2}{d_n \cdot h_n} \cdot \eta_c, \quad (3)$$

где l_n – длина соединительной полосы, м; h_n – ширина соединительной полосы, м;

$$l_n = (n-1) \cdot 2l \cdot 1,05, \quad (4)$$

$$l_n = (17-1) \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,05 = 84_{\text{м}}$$

По формуле (3):

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{60}{84} \cdot \lg \frac{2 \cdot 84^2}{2,5 \cdot 0,04} \cdot 2 = 2,69 \quad \text{Ом}$$

Находится общее заземление контура по формуле [6]:

$$R_K = \frac{1}{\frac{\eta_{ЭТ}}{R_T} \cdot n + \frac{\eta_{ЭП}}{R_n}} \leq 4(\text{Ом}), \quad (5)$$

где $\eta_{ЭП}$ – коэффициент экранировки полосы, $\eta_{ЭП} = 0,15$.

$$R_K = \frac{1}{\frac{0,55}{18,8} \cdot 17 + \frac{0,15}{2,69}} = 1,81 \quad \text{Ом.}$$

Расчётное сопротивление контура меньше допустимого сопротивления 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Охрана атмосферного воздуха

Загрязнение атмосферного воздуха в период производства работ будет происходить от работающих самоходной техники, дизельных установок, котельной и при сжигании флюидов, получаемых в результате испытания скважин [11]. Для сокращения выбросов в проекте предусмотрены ограничения по продолжительности испытания в соответствии с РД 153-39.0-109-01, гидрозатворы и поддоны в выхлопных коллекторах. Общие правила охраны

атмосферного воздуха от загрязнения должны соответствовать ГОСТ 17.0.0.02-79.

Охрана поверхностных и подземных вод

Потенциальное воздействие на подземные воды заключается в проникновении загрязнителей, как с дневной поверхности, так и в процессе бурения и испытания скважины через ее ствол. Протекающие или аварийные резервуары, ливневые стоки с промышленной площадки могут привести к миграции загрязнителей в подземные воды. Для предотвращения этих явлений предусматривается обваловка по периметру буровой площадки, а также гидроизоляция амбаров. Водозабор обустраивается зоной санитарной охраны строгого режима. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства

Буровой шлам образуется в процессе бурения. Для нейтрализации шлама используется сульфат алюминия и ПАА. В ходе рекультивации производится отверждение шлама цементом (40-50 % от объема). Прочность цементного камня достигает 6-7 кг/м². Размещение бурового шлама производится в грунтовом шламонакопителе. В ходе работ металлолом собирается на специальной площадке. Площадка оборудована дощатым покрытием [11].

Древесные отходы образуются при лесосведении при обустройстве площадки. Хранятся на специальной площадке. Сжигаются на площадке сжигания продуктов испытания в пожаробезопасный период.

Для сбора отработанных горюче-смазочных материалов оборудуются 3 металлические емкости объемом по 1 м³ под каждый вид масла. Емкости размещаются на складе ГСМ. Сжигаются совместно с продуктами испытания.

ТБО размещается в 4-х металлических контейнерах объемом по 1 м³. Контейнеры размещаются на бетонированных площадках размерами 2х3 м. На

площадке устанавливается по два контейнера под горючие и негорючие отходы. Горючие отходы сжигаются на площадке для сжигания продуктов испытания. Негорючие ТБО размещаются в грунтовом шламонакопителе. Для сбора и утилизации продуктов испытания устраивается ловушка в пониженной части рельефа в 100 м от устья скважины. Ловушка обваловывается привозным грунтом высотой не менее 0,8 м и шириной поверху не менее 0,5 м. По дну ловушки устраивается противодиффузионный экран. Общие правила утилизации отходов должны соответствовать ГОСТ Р 52108-2003.

Охрана недр

Проникновение проектируемого промывочного раствора на значительное расстояние от ствола скважины недопустимо. При проходке скважины в интервалах водоносных отложений, перспективных для организации хоз. питьевого водоснабжения, должен использоваться глинистый раствор без опасных примесей. Должны быть определены зоны возможных осложнений и предусмотрены мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

Охрана земельных и растительных ресурсов

В процессе строительства скважин основные виды воздействия на земельные ресурсы и растительный мир [12]:

- а) уничтожение растительного покрова на территории площадки разведочной скважины, в полосах временных дорог для перемещения буровой установки;
- б) смена видового состава лесных насаждений;
- в) механические повреждения растительного покрова при перемещении техники и транспорта;
- г) рост пожароопасности в результате захламленности порубочными остатками.

Подготовительные, монтажные работы, перетаскивание техники должно осуществляться в зимний период, что позволит избежать воздействия на почвенный покров. В летний период – передвижение только по внутри объектным дорогам. Для снижения пожароопасности предусматривается согласование с лесхозом порядок и время сжигания нефти при аварийных ситуациях.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Степень риска при строительстве скважины оценена в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 М., «Методическим указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» ГУП НТЦ «Промышленная безопасность» утвержденное Госгортехнадзором 10.07.01. и «Положения о классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», утвержденного постановлением Правительства РФ 13 сентября 1996г.

Источниками чрезвычайных ситуаций при бурении скважин является открытый газовый или нефтяной фонтан из скважины [13], так как он способен привести к разрушению буровой установки и созданию опасных условий для обслуживающего персонала и относится по классификации к аварии.

По признаку опасности строительство данной скважины относится к опасному производственному объекту, в части возможности открытого газового или нефтяного фонтана.

Вероятность возникновения аварийной ситуации снижается системой мер, предусмотренных в противопожарных мероприятиях, кроме того, снижению степени риска открытого фонтанирования скважин способствуют технические решения, заложенные в проект.

Достаточность разработанных технических, технологических и организационных мер, заложенных в проекте, а также готовность предприятия совместно с местной военизированной противofонтанной службой к локализации и ликвидации как самого открытого фонтана, так и последствий

самой аварии сводят к минимуму возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

Заключение

Основными результатами общей и геологической части являются приведенные в ней данные о районе работ, где планируется строительство скважины, данные о геологическом строении и геологических условиях бурения, а также сведения о нефтегазоводоносности месторождения. Определены нефтегазоносные участки.

Во второй технологической части дипломного проекта, было проведено проектирование вертикальной скважины, с выполнением технических расчетов по каждому этапу строительства скважины. Выбрана буровая установка.

В специальной части был рассмотрен вопрос о возможных осложнениях и авариях при строительстве данной эксплуатационной скважины. Определены факторы, которые могут негативно повлиять на процесс сооружения скважины. Описаны мероприятия по их уменьшению и даны рекомендации по безаварийной проводке скважины.

Список литературы

- 1 Проектная Документация СургутНИПИНефть на разработку Приразломного нефтяного месторождения;
- 2 Рязанов В.И., Борисов К. И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 93 с.;
- 3 Ганджумян Р.А. Практические расчёты в разведочном бурении. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 253 с.;
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания по выполнению курсового проекта для специальности 090800 "Бурение нефтяных и газовых скважин". – Томск: Изд-во ТПУ, 2003 – 24 с.;
- 5 11 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. – Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 6 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. – Защитное заземление, зануление;
- 7 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. – Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;
- 8 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. – Пожарная безопасность. Общие требования;
- 9 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. – Взрывобезопасность. Общие требования;
- 10 12.0.003-74 ССБТ. – Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
- 11 ГОСТ 17.2.1.01–76 Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу;
- 12 ГОСТ 17.4.3.04-85 ССБТ – Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения;
- 13 ГОСТ 22.3.03–97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

