



Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2700 МЕТРОВ НА ВЫНГОЯХИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.323:324.622.243.23(24:181 m 2700)(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Мудрак Е.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Минаев К.М.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Глызина Т.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев А.В	К. Т. Н.		

Томск – 2017 г.

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

И.о.зав. кафедрой БС

_____ Ковалёв А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б22	Мудрак Евгений Игоревич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2700 МЕТРОВ НА ВЫНГОЯХИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Выбор способа бурения. Проектирование профиля и конструкции скважины. Проектирование процесса углубления скважины. Проектирование процессов заканчивания скважины. Выбор буровой установки. Проектирование бурового технологического комплекса. Экономическая часть. Безопасность в рабочей зоне. Чрезвычайные ситуации. Охрана окружающей среды.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Геолого-технический наряд (ГТН); Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Мудрак Евгений Игоревич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Мудрак Е.И.

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2700 метров на Вынгаяхинском нефтяном месторождении (ЯНО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Вынгаяхинском нефтяном месторождении (ЯНО) 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Вынгаяхинском нефтяном месторождении (ЯНО)	<i>Вредные факторы</i> 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. <i>Опасные факторы</i> 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	<i>Бурения скважины сопровождается:</i> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Мудрак Е.И.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Мудрак Евгений Игоревич

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

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

<i>Данные по строительству скважин на Вынгайхинском нефтяном месторождении</i>	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия.
2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.
3. Нормативная карта.
4. Составление линейно-календарного графика.
5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Мудрак Евгений Игоревич		

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



Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н		

СОГЛАСОВАНО:

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

Условные обозначения и сокращения

ВЗД	винтовой забойный двигатель
ЦГ	цементировочная головка
ЦА	цементировочный агрегат
СПО	спуско-подъемные операции
КНБК	компоновка низа бурильной колонны
ЦКОД	цементировочный клапан обратный дроссельный
ГИС	геофизические исследования
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ПАВ	поверхностно-активное вещество
ПВО	противовыбросовое оборудование
СНС	статическое напряжение сдвига
ДНС	динамическое напряжение сдвига
ПЦН	пробка цементировочная нижняя
ГТН	геолого-технический наряд
СКЦ	станция контроля цементирования
ОЗЦ	ожидание затвердевания цемента
БУ	буровая установка
ВУК	виброударный механизм
НКТ	насосно-компрессорные трубы
ГУМ	Гидравлический ударный механизм
УБТ	утяжелённая буровая труба

Реферат

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит ? страниц, ? рисунков, ? таблиц, ? источник, ? приложения.

Ключевые слова: Вынгаяхинское месторождение, наклонно-направленная, скважина, эксплуатационная, технология, бурение, заканчивание, забойная телеметрическая система.

Целью работы является проектирование технологических решений на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2700 м на Вынгаяхинском месторождении (ЯНАО)

Проект основан на данных ООО «СБК»

В процессе проектирования проводились технологические расчеты конструкции скважины, процессов ее углубления и заканчивания, а также был проведен сравнительный анализ ряда забойных телеметрических систем.

В заключении было выработано обоснованное технологическое решение на строительство и обустройство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2700 метров по геологическим данным Вынгаяхинского месторождения.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	11
1.2. Геологические условия бурения	13
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	17
1.4.Зоны возможных осложнений	18
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2.Обоснование конструкции скважины	23
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	23
2.2.2.Построение совмещенного графика давлений	23
2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	25
2.2.4.Выбор интервалов цементирования	25
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	26
2.2.6.Разработка схем обвязки устья скважины	28
2.3.Углубление скважины	29
2.3.1.Выбор способа бурения	29
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента	30
2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	31
2.3.4.Расчет частоты вращения долота	32
2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34
2.3.6.Выбор гидравлической программы промывки скважины	35
2.3.7.Выбор компоновки и бурильной колонны	37
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	39
2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины	41
2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.4.1.Расчет обсадных колонн	41
2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений	41
2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.4.2.Конструирование обсадной колонны по длине	44
2.4.3.Расчет процессов цементирования скважины	45
2.4.3.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн	45
2.4.3.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	46
2.4.3.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей	47
2.4.3.4.Гидравлический расчет цементирования скважины	49
2.4.3.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	49
2.4.3.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	50
2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин	53
2.5.Выбор буровой установки	54

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	55
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия	59
4.2. Нормативная карта	61
4.3. Составление линейно-календарного графика	63
4.4. Расчет сметной стоимости сооружения скважины	64
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	81
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	82
5.2. Экологическая безопасность	86
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	92
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	
Приложение Е	
Приложение Ж	
Приложение З	

Введение

В данной дипломной работе рассмотрена технология строительства наклонно-направленной эксплуатационной скважины на Вынгаяхинском месторождении (Ямало-ненецкий автономный округ).

Кустовое строительство наклонно-направленных скважин требует высокую точность их проводки для соблюдения проектной сетки и входа в продуктивный горизонт под требуемым углом, а также для предотвращения пересечения стволов скважин. Выполнение данных требований обеспечивается за счет применения забойных телеметрических систем.

В данном проекте приводится сравнительный анализ ряда распространенных систем.

1. Общая и геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Вынгаяхинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Лесо-тундра
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Ямало-Ненецкий АО Пуровский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-5,0 +20 -30
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	206
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-восточное зимой, Северо-западное летом
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20

Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	
- кровля	0
- подошва	310
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов	Автотранспорт
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Тарко-Сале (145 км) Ноябрьск (260 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3, а литологическая характеристика – в таблице 4. Из нее видно, что в верхних интервалах до 760 м господствуют глины, а ниже разрез состоит в основном из алевролитов, аргилитов и песчаников.

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала
кровля	подошва	название	индекс	угол		
				град.	мин.	
0	70	четвертичные отл.	Q	-	-	1,5
70	100	некрасовская свита	P _{2/3}	-	-	1,5
100	150	новомихайловская свита	P _{2/3}	-	-	1,5
150	250	атлымская свита	P _{1/3}	-	-	1,5
250	320	чеганская свита	P _{1/3} -P _{3/2}	-	-	1,5
320	420	люлинворская св.	P _{2/2}	-	-	1,5
420	510	талицкая свита	P ₁	-	-	1,3
510	600	ганькинская свита	K ₂	-	-	1,3
600	740	березовская свита	K ₂	-	-	1,3
740	760	кузнецовская св.	K ₂	-	-	1,3
760	1580	покурская св.	K ₂ -K ₁	-	40	1,3
1580	1730	еваяхинская св.	K ₁	-	40	1,3
1730	2250	вартовская св.	K ₁	1	00	1,3
2250	2700	мегионская св.	K ₁	1	50	1,3

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Описание горной породы
	от	до	
Q	0	70	Суглинки, глины, пески, супеси
P _{2/3}	70	100	Глины серые песчанистые, пески серые р/з
P _{2/3}	100	150	Чередование глин б/серых с песками и детритом
P _{1/3}	150	250	Пески серые м/з, глины серые алевритистые с прослоями бурых углей
P _{1/3} -P _{3/2}	250	320	Глины з/серые алевритистые с прослоями известняков и песков
P _{2/2}	320	420	Глины серые внизу опоковидные, вверху диатомитовые
P ₁	420	510	Глины т/серые алевритистые с прослоями алевролита и глауконита
K ₂	510	600	Глины серые, з/серые известковистые иногда с прослоями мергелей и известняков
K ₂	600	740	Глины серые алевритистые, опоки серые с прослоями алевролитов
K ₂	740	760	Глины т/серые аргилитоподобные, плотные
K ₂ -K ₁	760	1580	Чередование песчаников, песков, алевролитов и глин, песчаники серые м/з, глины плотные серые
K ₁	1580	1730	Аргилиты т/серые, плотные, печаники серые м/з

Продолжение таблицы 4

K ₁	1730	2250	Переслаивание аргиллитов серых и песчаников, алевролитов серых м/з
K ₁	2250	2700	Переслаивание аргиллитов т/серых с песчаниками и алевролитами серыми с/з и м/з

Таблица 5 – Давление и температура по разрезу скважины.

Интервал, м		Градиент			Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, кгс/см ² на м	гидроразрыва пород, кгс/см ² на м	горного давления, кгс/см ² на м	
0	310	0,100	0,200	0,22	-
310	760	0,100	0,200	0,22	24
760	1580	0,101	0,170	0,22	51
1580	2420	0,101	0,165	0,22	77
2420	2430	0,105	0,160	0,23	78
2430	2620	0,100	0,160	0,23	84
2620	2700	0,107	0,160	0,23	86

Таблица 6 – Физико-механические свойства горных пород

Интервал, м		Горная порода	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность (класс)	Категория породы по промышленной классификации
0	320	пески	1,9	35	0,6	7	1-2	12	-	1,1-4,5	I-II	М
		глины	1,8	6	0,001	90	1-2	15	-	-"	II	
		алеврол.	1,8	10	0,05	13	4	21-164	24-182	1,6-4,3	I-IV	
320	760	глины	1,8	5	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	II	МС
		опоки	1,5	4	0,01	50	-	25	41	6	II	
760	1580	пески	1,9	35	0,5	7	1,2	12	-	1,1-4,5	I-II	МС, С
		песчан.	2,1	30	0,3	5	-"	9-213	14-234	-"	III-VIII	
		глины	1,9	5	0,001	90	-"	15	-	-"	II	
		алеврол.	2,0	12	0,05	13	4	21-164	29-182	1,6-4,3	I-IV	
1580	2700	аргил.	2,6	4	0,01	100	1-3	36-182	44-210	1,8-4,2	I-III	С
		песчан.	2,2	23	0,3	5	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	III-VIII	
		алеврол.	2,0	10	0,03	13	1-5	21-164	29-182	1,6-4,3	I-IV	

1.3 Характеристика нефтегазоносности месторождения

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Нефтеносность

Индекс	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, Дарси/сПуаз	Содержание серы, %, парафинна, %	Дебит, м ³ /сут	Пластовое давление, кгс/см ²	Газовый фактор, м ³ /т	Относительная плотность газа по воздуху	Максимальный динамический уровень (эксплуатация), м	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации, град.
	от	до										
БП ₁₁	2420	2430	поров.	0,834	0,004	0,3/3,0	12-106	254	146	0,757	-	35-40
БП ₁₂	2620	2670	поров.	0,823	0,005	0,24/2,03	100-250	280	234	0,827	2400	35-40

1.4 Зоны возможных осложнений

Таблица 8 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции	Градиент поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	от	до				при вскрытии	после изоляционных работ	
Q-P _{3/2}	0	320	5	50	нет	0,06	0,12 – 0,15	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт >20% сверх гидростатического давления (частичное поглощение в песчаных пластах)
K ₂ -K ₁	760	1580	1	30	нет	0,12	0,18 – 0,2	

Таблица 9 – Осыпи и обвалы стенок скважины

стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)	
	Индекс	от	до	тип раствора	плотность, г/см ³ дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
Q-P _{3/2}		0	320	глинистый	1,09	V>10 см за 30 мин	1	Проработка, промывка, снижение водоотдачи промывочной жидкости
K ₁		1580	2700	глинистый	1,12	V>10 см за 30 мин	3	Проработка, промывка, снижение водоотдачи промывочной жидкости

Таблица 10 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от	до				
K ₂ -K ₁	760	2420	вода	1,01	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Несоблюдение проектных параметров бур. раствора.	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
K ₁	2420	2430	нефть	1,07		Появление пузырьков газа и пленки нефти в растворе, перелив бурового раствора
K ₁	2620	2670	нефть	1,05		

2. Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Для бурения эксплуатационной скважины выбран наклонный профиль, так как он обеспечивает большую площадь контакта в продуктивном пласте, а значит и лучший дебит, по сравнению с вертикальным. При этом данный профиль не так требователен к оборудованию как горизонтальный. Все это делает его оптимальным для данного месторождения.

Таблица 11 – Прогноз траектории ствола скважины

Ствол (м) (m)	MD	Зенитный угол (°) Incl (°)	Азимут по карт.сетке(°) Azi Grid (°)	Верт. Глубина TVD (m)	Абсолютная отметка (м) TVD from Fld Ref (m)	Верт секция (м) Vert Sect (m)	+С -Ю (м) N-S (m)	+В -З (м) E-W (m)	Долгота (°) Longitude (°)	Широта (°) Latitude (°)	Простр. инт-ть °/10м DLS °/10m	Примечание
0,00		0,00	0,00	0,00	-69,97	0,00	0,00	0,00	63°49'34,254N	76°57'30,788E	0,00	
60,00		0,00	0,00	60,00	-9,97	0,00	0,00	0,00	63°49'34,521N	76°57'30,531E	0,00	Направление 426мм
450,00		0,00	0,00	450,00	380,03	0,00	0,00	0,00	63° 49' 34,521 N	76° 57' 30,531 E	0,00	
500,06		5,00	26,06	500,00	430,03	2,18	1,96	0,96	63° 49' 34,583 N	76° 57' 30,606 E	1,00	Кондуктор 324мм
530,06		5,00	26,06	529,89	459,92	4,80	4,31	2,11	63° 49' 34,658 N	76° 57' 30,695 E	0,00	
662,31		18,23	26,06	659,14	589,17	31,37	28,18	13,78	63° 49' 35,417 N	76° 57' 31,602 E	1,00	
926,43		18,23	26,06	910,00	840,03	113,99	102,40	50,08	63° 49' 37,778 N	76° 57' 34,422 E	0,00	Тех.колонна 245мм
2 337,25		18,23	26,06	2 250,00	2 180,03	555,38	498,92	243,98	63° 49' 50,388 N	76° 57' 49,489 E	0,00	
2 517,91		12,82	26,06	2 424,00	2 354,03	603,71	542,34	265,21	63° 49' 51,769 N	76° 57' 51,139 E	0,30	Начало полки ГНО
2 617,86		9,82	26,06	2 522,00	2 452,03	623,32	559,95	273,82	63° 49' 52,329 N	76° 57' 51,809 E	0,30	Конец полки ГНО
2 668,50		8,30	26,06	2 572,00	2 502,03	631,29	567,12	277,33	63° 49' 52,557 N	76° 57' 52,081 E	0,30	цель (кровля БП 12-1) подошва БП12-1
2 681,63		7,91	26,06	2 585,00	2 515,03	633,14	568,78	278,14	63° 49' 52,610 N	76° 57' 52,144 E	0,30	
2 683,65		7,85	26,06	2 587,00	2 517,03	633,42	569,03	278,26	63° 49' 52,618 N	76° 57' 52,154 E	0,30	кровля БП 12-2
2 714,91		6,91	26,06	2 618,00	2 548,03	637,43	572,63	280,02	63° 49' 52,732 N	76° 57' 52,291 E	0,30	подошва БП12-2
2 777,25		5,04	26,06	2 700,00	2 620,03	643,92	578,46	282,87	63° 49' 52,918 N	76° 57' 52,512 E	0,30	э/к 168мм



Рисунок 2 – Вертикальная проекция скважины

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина-крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

Конструкция забоя определяется, в основном, характеристиками коллектора. В данном случае он поровый, неустойчивый, состоящий из песчаников. Для него требуется конструкция предотвращающая вынос песка, которая предусматривает создание в призабойной зоне искусственных барьеров, которые снижают поступление песка в скважину. С этой целью используют механические фильтры или фильтры из проницаемых материалов.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий.

Он позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным, представлен на рис. 3.

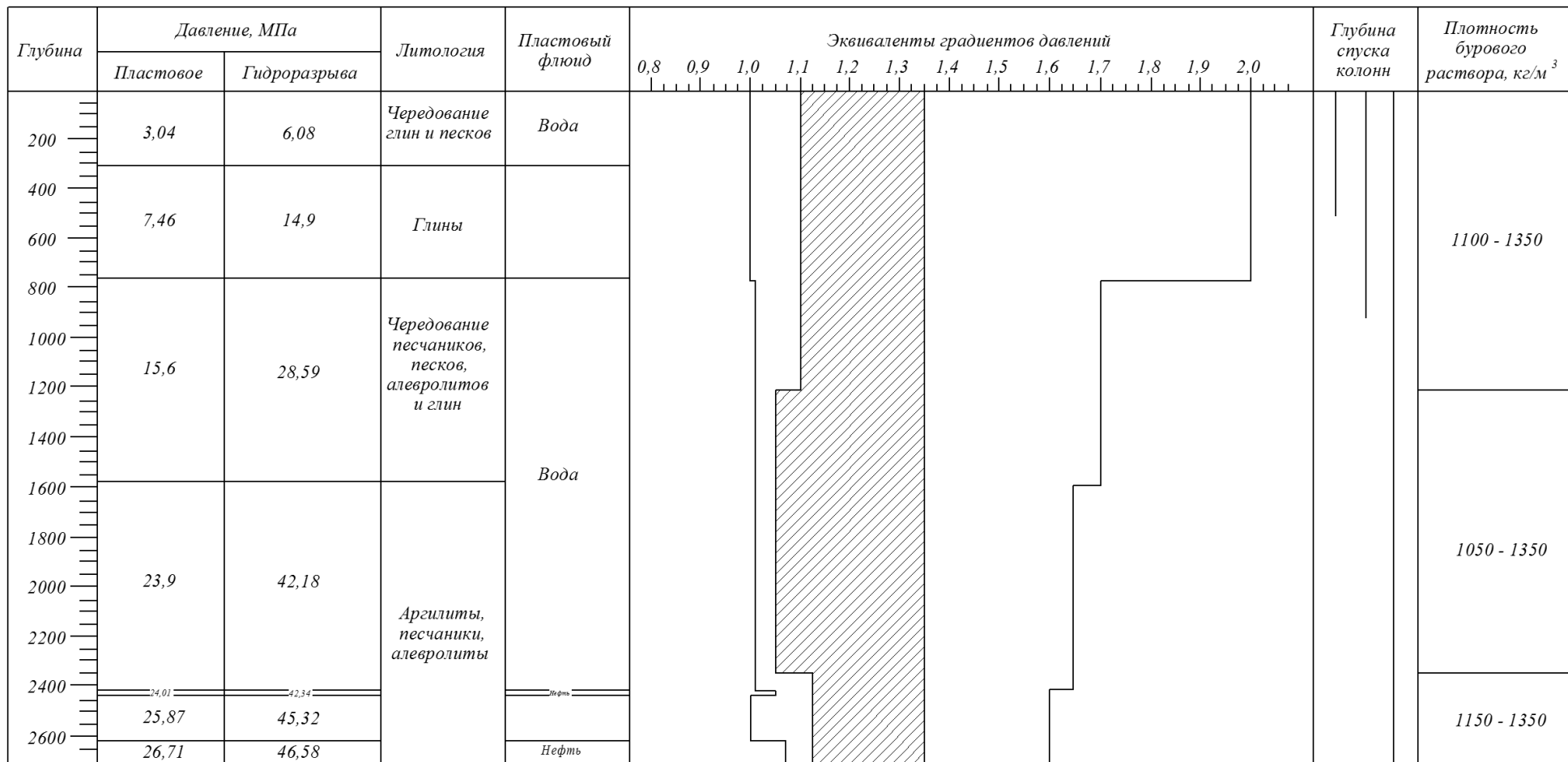


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска

В разрезе присутствуют многолетнемерзлые породы. Верхний слой мерзлоты залегает до глубины 10 м, местами до 50 м. Температура – до минус 1,2°С, льдистость - до 0,40. Второй слой мерзлоты залегает в интервале 150-310 м. Температура - до минус 0,5°С, льдистость - до 0,25.

Для перекрытия интервала несвязных горных пород, обрушающихся в результате растепления, и предотвращения размыва устья опустим направление на 60 м.

Кондуктор для перекрытия зоны, осложненной интенсивными поглощениями и обвалами стенок скважины, а также прихватами, опустим до 500 м.

Для предотвращения гидроразрыва пород под башмаком кондуктора при вскрытии продуктивных пластов, а также предотвращения прихватов и затяжек в интервале набора угла спустим техническую колонну до глубины 910 м.

Нефтеносные горизонты залегают в интервалах 2420-2430 м – БП₁₁, 2620-2670 м – БП₁₂. Эксплуатационный объект – БП₁₂.

Эксплуатационную колонну спустим на глубину 2700 м

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

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

- Направление и кондуктор цементируются до устья.
- Техническая колонна крепится в интервале 350 – 910 м
- Эксплуатационная колонна заливается от 760 м до забоя.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны определяется из ожидаемого дебита и диаметра спускаемого оборудования. Ожидаемый дебит – 250 м³/сут
Таким образом наиболее подходящей является труба Ø177,8 мм

Тогда долото будет иметь диаметр:

$$Дмэ = 194,5 \text{ мм}$$

$$Д > 194,5 + 25 = 219,5 \text{ мм}$$

$$Ддэ = 220,7$$

Следовательно, диаметр технической колонны 244,5 мм.

$$Дмт = 269,9 \text{ мм}$$

$$Д > 269,9 + 25 = 294,9 \text{ мм}$$

$$Ддт = 295 \text{ мм}$$

Тогда кондуктор имеет диаметр 323,9 мм

$$Дмк = 351 \text{ мм}$$

$$Д > 351 + 40 = 391 \text{ мм}$$

$$Ддк = 393 \text{ мм}$$

Тогда диаметр направления 426 мм

Таблица 12 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по вертикали, м		Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по вертикали, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до	от	до	от	до		
Направление	0	60	0	60	0	60	0	60	426	555
Кондуктор	0	500	0	500,06	0	500	0	500,06	324	393
Промежуточная колонна	0	910	0	926,43	350	910	350	926,43	245	295
Эксплуатационная колонна	0	2700	0	2777,25	760	2700	769,31	2777,25	178	221

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК рассчитано на давление 21, 35 и 70 МПа. Оно предназначено для подвешивания двух и более обсадных колонн кондуктора (на резьбе или на сварке), технических и эксплуатационной, а также для герметизации и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнений.

Оборудование типа ОКК состоит из отдельных сборочных единиц - колонных головок. Нижняя колонная головка (ГНК), присоединяемая непосредственно к верхнему концу обсадной колонны (кондуктору), выпускается в трех исполнениях.

Колонные головки устанавливают на устье скважины последовательно по мере спуска и цементирования обсадных колонн. Их подбирают с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины.

Таким образом, на кондуктор устанавливается колонная головка ОКК2-35-178x245x324 ГОСТ 30196-94 на которой подвешивается эксплуатационная колонна.

где: О – оборудование;

К – колонны обсадных труб;

К – клиновой трубодержатель;

1 – количество подвешиваемых обсадных колонн;

35 – рабочее давление верхнего фланца, МПа;

178x245x324 – диаметры обсадных колонн, для которых предназначена колонная головка, мм.

Ее установка обеспечивает:

- монтаж противовыбросового оборудования;
- контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;
- возможность аварийного глушения скважины;
- герметичность межколонных пространств;

- испытание обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность;
- монтаж необходимого оборудования для освоения и эксплуатации скважины.

Противовыбросовое оборудование(ОП) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения.

В комплект противовыбросового оборудования входят превенторы, манифольды с запорными устройствами, штуцеры, отбойная камера и установки управления.

Типовые схемы обвязки ОП по ГОСТ 13862—90 устанавливают минимальное количество необходимых составных частей блока превенторов и манифольда, которые могут дополняться в зависимости от конкретных условий строящейся или ремонтируемой скважины.

Для данной скважины обвязка будет осуществляться по пятой схеме на давление в 35 МПа: ОП5-280/80х35.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

При бурении на нефть и газ наиболее распространенными способами бурения являются вращательное бурение с применением гидравлических забойных двигателей (ГЗД) и роторный способ. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки.

Учитывая все плюсы и минусы были запроектированы способы бурения по интервалам и сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-500	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
500-910	Техническая	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
910-2700	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

По буримости и абразивности разрез можно разделить на 2 пачки. В интервале 0-500 м под направление и кондуктор породы мягкие малоабразивные, а в интервале 500-2700 м под техническую и эксплуатационные колонны породы абразивные средней твердости.

Выбранные долота сведены в таблицу 14 по интервалам бурения.

Таблица 14 – Долота по интервалам бурения

Интервал, м	Тип долота
0-60	III 555 M-ЦВ-R628
60-500	BS-393,7 VD 519-002
500-910	BS-295,3 SD 619-001
910-2700	BS-220,7 SD 619 – 001

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Рассчитаем осевую нагрузку G_1 , при которой обеспечивается объемное разрушение породы.

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3},$$

Где α – коэффициент забойных условий, $\alpha = 0,33 - 0,59$, в проектировочных условиях $\alpha = 1$;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см^2 ;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см^2 .

Для долота III 555 М-ЦВ-R628

$$F = \frac{D_{\delta}}{2} \eta \delta = \frac{555 \cdot 1,5}{2} = 416,25 \text{ см}^2$$

Для долота BS-393,7 VD 519-002

$$F = 0,03 D_c k_T = 0,03 \cdot 19 \cdot 28 = 15,96 \text{ см}^2$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3} = \frac{16 \cdot 15,96}{1000} = 255 \text{ кг}$$

Для долота BS-295,3 SD 619-001

$$F = 0,03 D_c k_T = 0,03 \cdot 19 \cdot 34 = 19,38 \text{ см}^2$$

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3} = \frac{20 \cdot 19,38}{1000} = 388 \text{ кг}$$

Для долота BS-220,7 SD 619 – 001

$$F = 0,03 D_c k_T = 0,03 \cdot 19 \cdot 24 = 13,68 \text{ см}^2$$

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3} = \frac{42 \cdot 13,68}{1000} = 575 \text{ кг}$$

Статистический расчет осевых нагрузок.

$$G_2 = q D_{\delta},$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

D_d – диаметр долота, мм.

Для долота III 555 M-ЦВ-R628

$$G_2 = qD_d = 0,1 \cdot 555 = 55,5 \text{ кН}$$

Для долота BS-393,7 VD 519-002

$$G_2 = qD_d = 0,005 \cdot 393,7 = 1,9 \text{ кН}$$

Для долота BS-295,3 SD 619-001

$$G_2 = qD_d = 0,01 \cdot 295,3 = 3 \text{ кН}$$

Для долота BS-220,7 SD 619 – 001

$$G_2 = qD_d = 0,01 \cdot 220,7 = 2,2 \text{ кН}$$

Таблица 15 – Осевая нагрузка на долото

Тип долота	Запроектированная осевая нагрузка на долото, т
III 555 M-ЦВ-R628	6
BS-393,7 VD 519-002	0,19
BS-295,3 SD 619-001	0,3
BS-220,7 SD 619 – 001	0,22

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

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.

Рассчитаем частоту вращения долота III 555 M-ЦВ-R628.

Условие создания необходимой линейной скорости на периферии долота

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}} = 19,1 \frac{3,4}{555} = 117 \text{ об / мин}$$

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

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Расчет частоты вращения шарошечного долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{\text{ш}}}{\tau \cdot z \cdot D_{\text{д}}} = 0,6 \cdot 10^5 \frac{360,75}{6 \cdot 30 \cdot 555} = 216 \text{ об / мин}$$

где $d_{\text{ш}}$ – диаметр шарошки, мм;

τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

z – число зубьев на периферийном венце шарошки;

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, мм.

Максимально допустимая частота вращения шарошечного долота

$$n_3 = \frac{T_o}{0,02(\alpha + 2)} = \frac{51,8925}{0,02(0,9 + 2)} = 895 \text{ об / мин}$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы;

T_o – стойкость опоры, час;

$$T_o = 0,0935 * D_{\text{д}} = 0,0935 * 555 = 51,8925$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, мм.

Рассчитаем частоту вращения долота BS-393,7 VD 519-002.

Для безопорных долот расчет производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}} = 19,1 \frac{2}{393,7} = 97 \text{ об / мин}$$

Рассчитаем частоту вращения долота BS-295,3 SD 619-001.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}} = 19,1 \frac{2}{295,3} = 129 \text{ об / мин}$$

Рассчитаем частоту вращения долота BS-220,7 SD 619 – 001.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_d}{D_d} = 19,1 \frac{2}{220,7} = 173 \text{ об/мин}$$

Таблица 16 – Частота вращения долота

Тип долота	Частота вращения долота, об/мин
III 555 M-ЦВ-R628	117
BS-393,7 VD 519-002	97
BS-295,3 SD 619-001	129
BS-220,7 SD 619 – 001	173

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 60-1100 метров (интервал бурения под кондуктор и техническую колонну) выбирается турбобур ТРО-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУЗ-172 РС, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте.

Таблица 17 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м
ТРО-240	240	12,9	3045	28-50	240-350	13,13
ДРУЗ-172 РС	172	8,81	1587	19-38	85-745	25190

Таблица 18 – Проектирование параметров забойного двигателя

Интервал		60-500	500-910	910-2700
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
G_{oc} , кН		50	50	50
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		354	266	198,63
M_p , Н*м		295,35	240,15	198,35
M_o , Н*м		196,85	147,65	110,35
$M_{уд}$, Н*м/кН		1,97	1,85	1,76

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

На основании опыта и расчетов были выбраны 4 компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Первые две предназначены для вертикального бурения и являются маятниковыми по своей сути. Третья компоновка предназначена для набора зенитного угла, а четвертая – для его падения.

Таблица 19 – КНБК 1 для бурения направления

№ п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля	Ø наруж., мм	Ø внутр., мм	Резьба	Масса, кг
1	III 555 М-ЦВ-R628	0,45	555	-	171	175
2	УБТ-203	24	203	100	171	2400
3	Переводник	0,4	203	90	171/147	60
4	УБТ-178	24	178	90	147	2400
5	Переводник	0,4	178	90	147/133	60
6	СБТ-127x9.19(G-105)	11	127	108	133	

Таблица 20 – КНБК 2 для бурения под кондуктор

№ п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Ø наруж., мм	Ø внутр., мм	Резьба	Масса, кг
1	BS-393,7 VD 519-002	0,57	393,7	-	171	140
2	Переводник	0,36	203	100	171/152	72
3	ТРО-240	13	240	-	152/171	3045
4	КЛС-392	1	392	80	171	380
5	Sperry-sun MWD 650	18,8	203	95	171	4181
8	Переводник	0,4	203	90	171/147	60
9	УБТ-178	24	178	90	147	2400
10	Переводник	0,4	178	90	147/133	60
11	СБТ-127x9.19(G-105)	440	127	108	133	15400

Таблица 21 – КНБК 3 для бурения технической колонны

№ п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Ø наруж., мм	Ø внутр., мм	Резьба	Масса, кг
1	BS-295,3 SD 619-001	0,57	295,3	-	171	140
2	Переводник	0,36	203	100	171/152	72
3	ТРО-240	13	240	-	152/171	3045
4	Sperry-sun MWD 650	18,8	203	95	171	4184
5	Переводник	0,4	203	90	171/147	60
6	УБТ-178	24	178	90	147	2400
7	Переводник	0,4	178	90	147/133	60
8	СБТ-127x9.19(G-105)	440	127	108	133	15400

Таблица 22 – КНБК 4 для бурения эксплуатационной колонны

№ п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Ø наруж., мм	Ø внутр., мм	Резьба	Масса, кг
1	BS-220,7 SD 619 – 001	0,30	220,7	-	117	41
2	ДРУЗ-172 РС	9,2	172	-	117/133	1200
3	Sperry-sun MWD 650	18,8	203	95	133	4181
4	СБТ-127х9.19(G-105)	200	127	108	133	7000
5	ТБТ-127	100	127	108	133	7300
6	ЯСС-172	2,4	172	80	133	253
7	ТБТ-127	100	127	108	133	7300
8	СБТ-127х9.19(G-105)	2343	127	108	133	82029

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам:

- для бурения интервала под направление – глинистый;
- под кондуктор и техническую колонну – полимер-глинистый;
- под эксплуатационную колонну – полимер-карбонатный.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 2 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 23 – Параметры бурового раствора

Интервал, м	ρ , г/см ³	СНС ₁ , дПа	УВ, сек	Φ , см ³ /30мин	рН
0-60	1,18	-	120	-	8
60-500	1,18	1,4	100	8,6	9
500-910	1,18	1,6	46	6,5	9
910-2700	1.15	3,8	47	5,5	9

Таблица 24 – Компонентный состав бурового раствора

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
От	До	
0	60	Глинистый Вода, глина, M-I GEL
60	500	Полимер-глинистый Вода, глина, Poluras-R, кальцинированная сода, CaCl ₂ , M-I GEL
500	910	Полимер-глинистый Вода, глина, Poluras-R, кальцинированная сода, CaCl ₂ , M-I GEL, DRIL FREE
910	2700	Полимер-карбонатный (BOREMAX) Вода, карбонат кальция, CLAY GRABBER (ингибитор), BORE-VIS (реология), BORE-PLUS (фильтрация), DRIL FREE

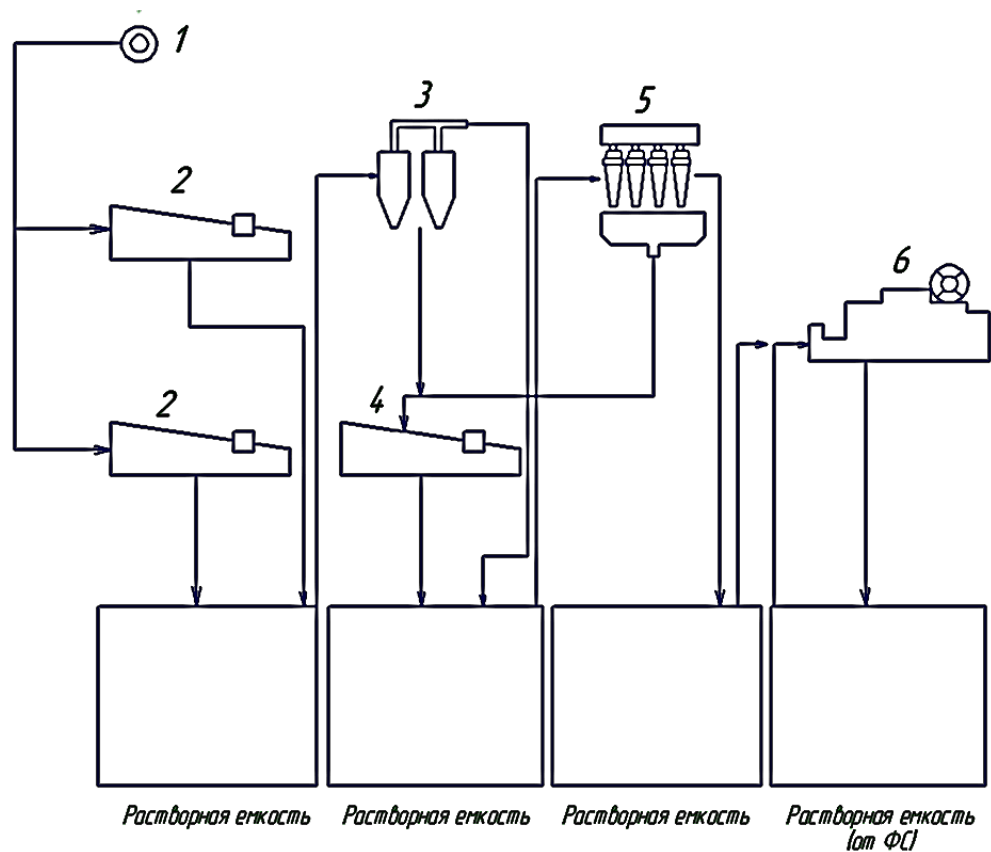


Рисунок 4 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин, направленной на улучшение технико-экономических показателей бурового процесса.

Расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины

Производим расчет для интервала 60-500 м:

$$Q=0,65*0,785*0,3937^2=0,079\text{м}^3/\text{сек.}$$

Для интервала 500 – 910 м:

$$Q=0,65*0,785*0,2953^2=0,044 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Производим расчет для интервала 910-2700 м:

$$Q=0,65*0,785*0,2207^2=0,025\text{м}^3/\text{сек.}$$

Расчет расхода промывочной жидкости, предотвращающего размыв стенок скважины

Для интервала 60 – 500:

$$Q=1,2*0,785*(0,3937^2 -0,24^2)=0,091 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Для интервала 500 – 910:

$$Q=1,2*0,785*(0,2953^2 -0,24^2)=0,021 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Для интервала 910 – 2700:

$$Q=1,5*0,785*(0,2207^2 -0,203^2)=0,008 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Расчет расхода промывочной жидкости по скорости восходящего потока

Для интервала 60 – 500:

$$Q=0,9*0,785*(0,3937^2 -0,203^2)=0,08 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Для интервала 500 – 910:

$$Q=0,9*0,785*(0,2953^2 -0,127^2)=0,05 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Для интервала 910 – 2700:

$$Q=0,7*0,785*(0,2207^2 -0,127^2)=0,018 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Расчет расхода промывочной жидкости, для предотвращения прихватов

Для интервала 60 – 910:

$$Q=0,5*0,24^2=0,029 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Для интервала 910 – 2700:

$$Q=0,5*0,203^2=0,021 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Для того, чтобы обеспечить нормальный режим промывки, выбираем буровой насос НБТ-600 с диаметром цилиндрической втулки $D=160$ мм и производительностью $Q_H=0,037 \text{ м}^3/\text{сек.}$

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости составит:

$$Q=0,8*2*0,037=0,059 \text{ м}^3/\text{сек}$$

При бурении под эксплуатационную колонну расход составит:

$$Q=0,8*1*0,037=0,029 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Расчетные значения расхода промывочной жидкости на интервалах бурения заносим в таблицу 25.

Таблица 25 – Расход промывочной жидкости по интервалам бурения

Интервал, м		Расход бурового раствора, м ³ /сек
От	До	
0	500	0,059
500	2700	0,029

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

В определенные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

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

На рис. 5б представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

По результатам расчетов построены эпюры наружных избыточных давлений (рис.6).

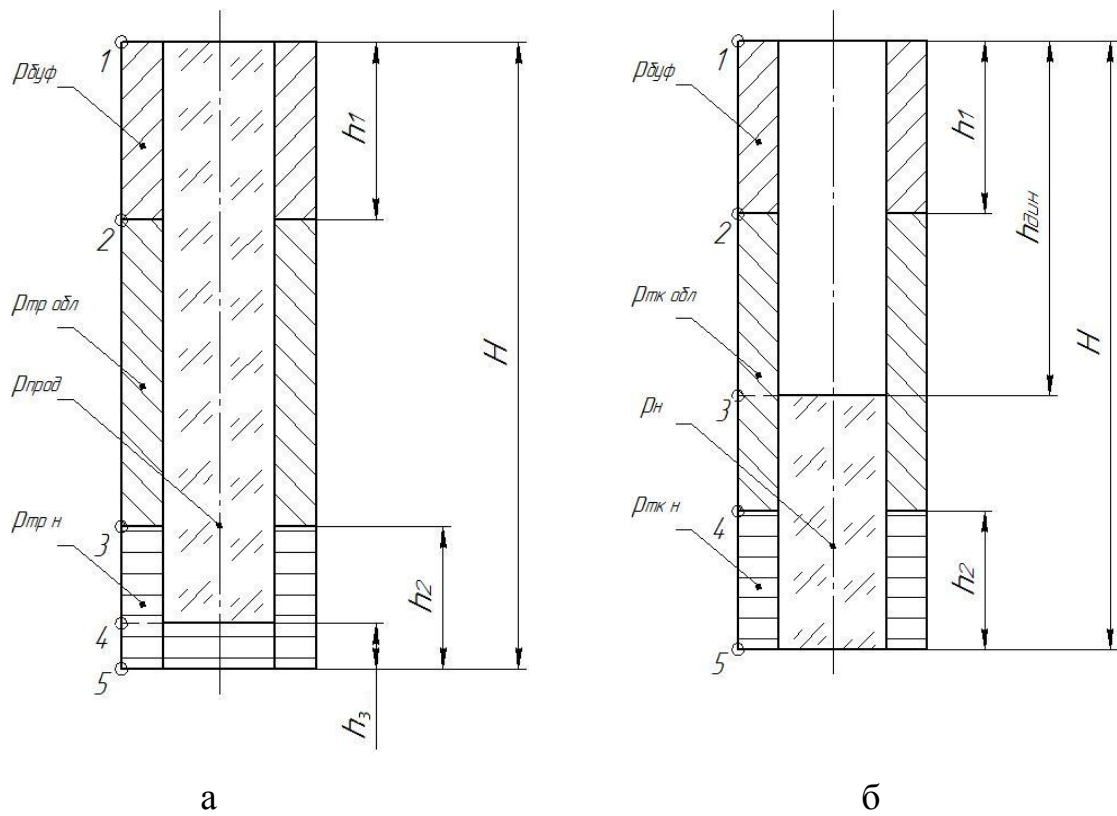


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей: а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины.

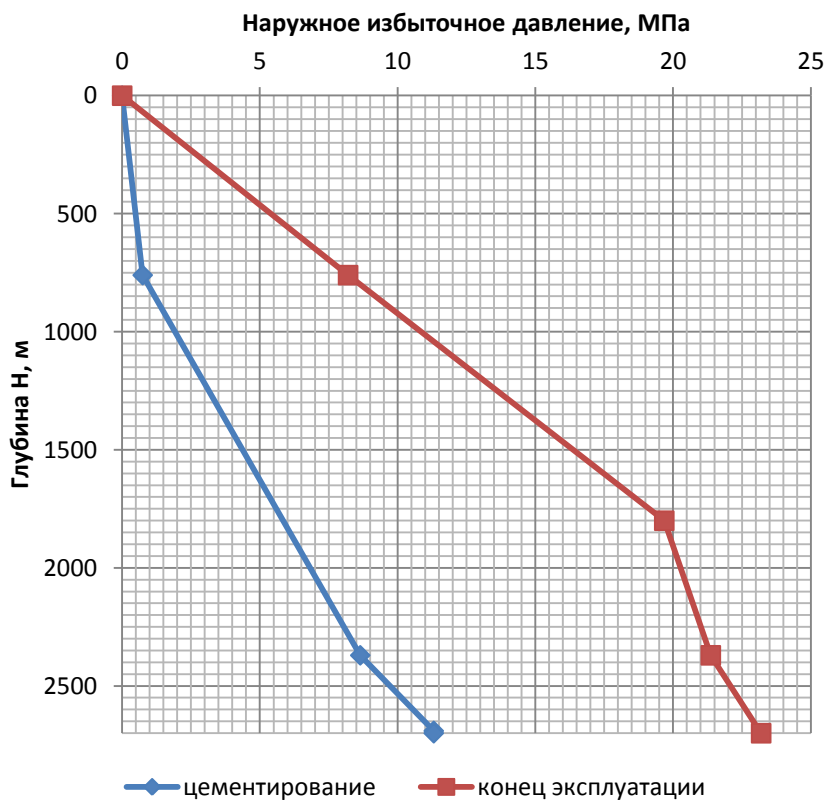


Рисунок 6 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рис. 7а представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

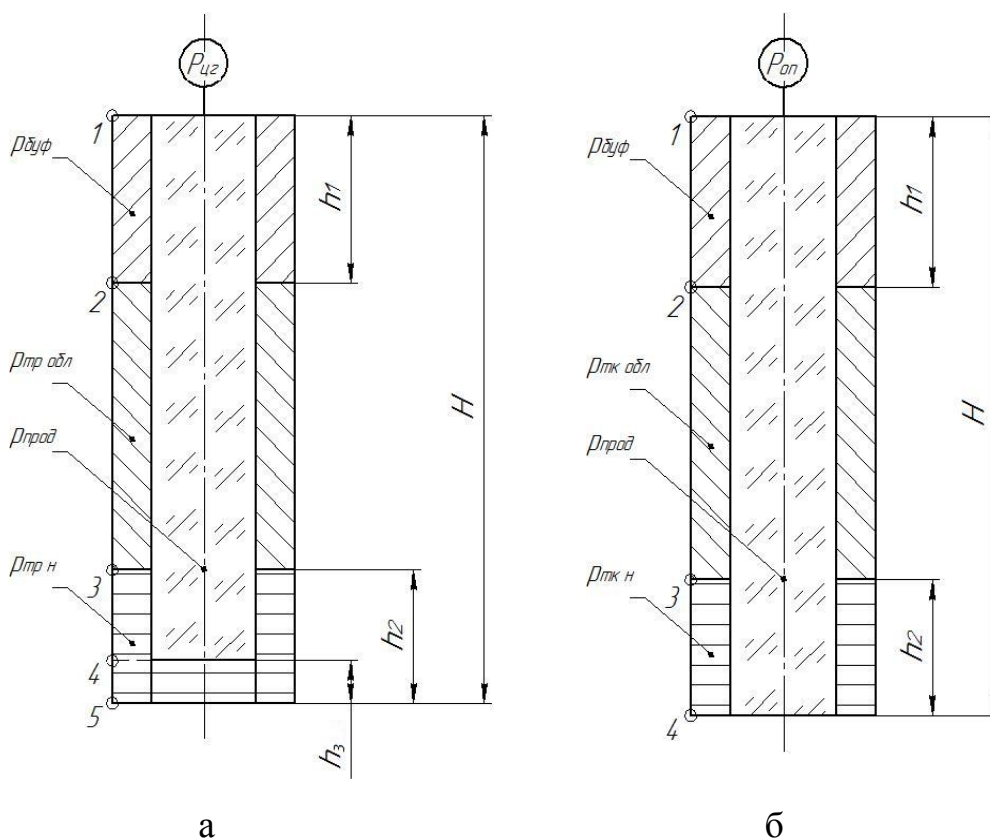


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей: а) в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения; б) при опрессовке обсадной колонны.

На рис. 7б представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

По результатам расчетов построены эпюры внутренних избыточных давлений (рис.8).

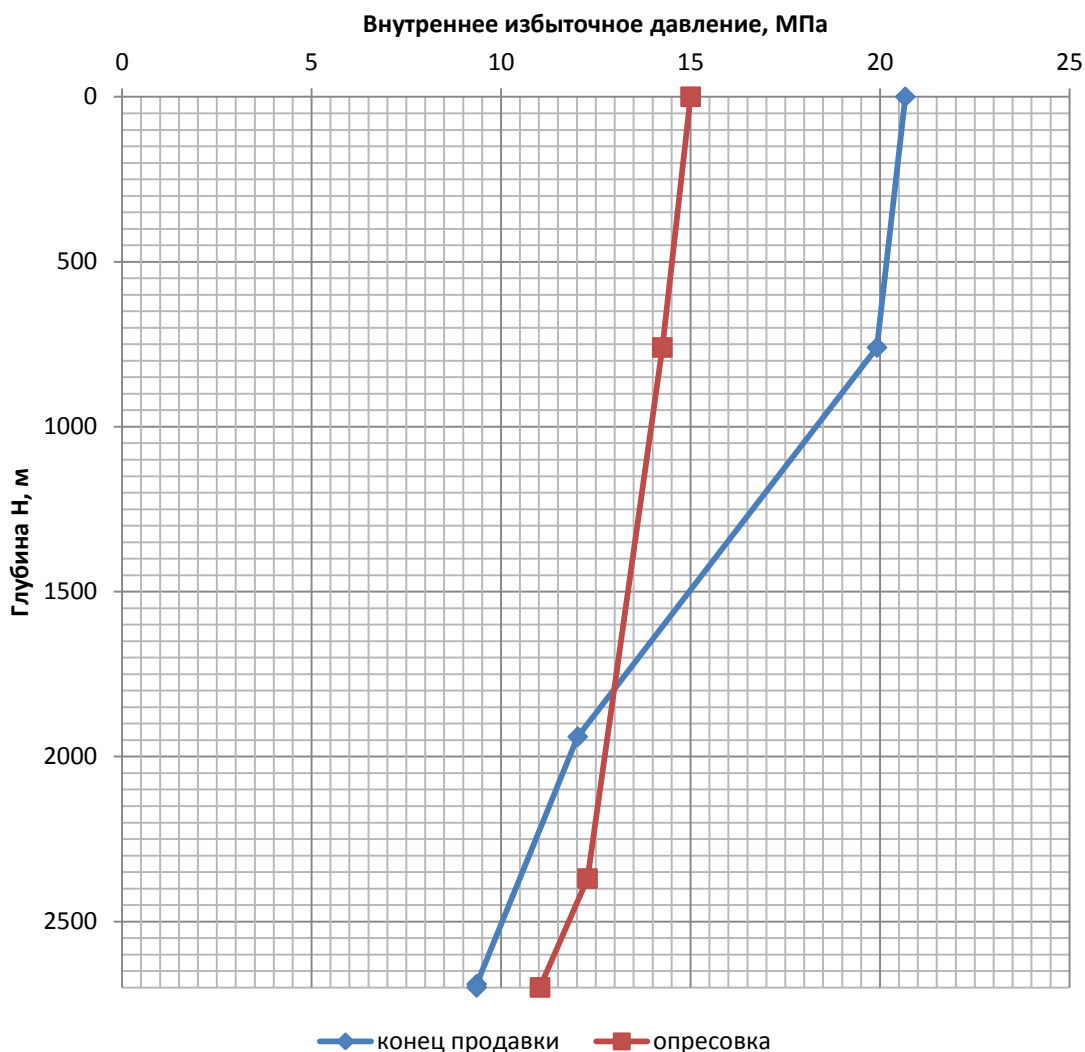


Рисунок 8 – Эпюры внутренних избыточных давлений.

2.4.2 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре относятся: группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Расчет производился на основании действующих на колонну нагрузок, начиная с наружных избыточных давлений, как самых критичных. Результаты занесены в таблицу 26.

Таблица 26 – Параметры эксплуатационной колонны

секция	Группа прочности	толщина стенки	длина	вес, кг			интервал установки
				погонного метра	секции	суммарный	
1	д	11,5	343	48	16443	111224	2370 - 2700
2	д	9,2	2370	39	94781		0 - 2370

2.4.3. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.3.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Выбор способа цементирования скважины основан на выполнении условия недопущения гидроразрыва.

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

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

Результаты расчета сведены в таблицу 27.

Так как условие выполняется, то принимается решение о проведении прямого одноступенчатого цементирования.

Таблица 27 – Проверка условия недопущения гидроразрыва при
одноступенчатом цементировании

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа	Гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа	Суммарное давление на пласт, МПа	Давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа
1,699936298	37,910745	39,6106813	48,39959225

2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Определяем необходимый объём цементного раствора для цементирования эксплуатационной колонны. При цементировании используется два различных типа цементного раствора, поэтому расчёт сводим к определению объёмов каждого типа цементного раствора.

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства:

$$S_{кп.ос} = \frac{\text{---}}{\text{---}}$$

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

Объём тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{тпн} = 3,14 * ((1,3 * 0,2207^2 - 0,1778^2) * 343 + 0,1548^2 * 10) / 4 = 8,4 \text{ м}^3$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{про} = 3,14 * ((1,3 * 0,2207^2 - 0,1778^2) * 1508 + (0,2245^2 - 0,1778^2) * 150) / 4$$

$$V_{про} = 39,8 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{прод}$ (м^3)

выполняется по формуле:

$$V_{прод} = 1,04 * 3,14 * (0,1594^2 * 2980 + 0,1548^2 * 343) / 4 = 68,5 \text{ м}^3$$

В таблице 28 представляется сводная информация об объемах жидкостей заканчивания.

Таблица 28 – Расчетные количества жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м^3
Буферная жидкость	27
Облегченный тампонажный раствор	39,8
Цементный раствор нормальной плотности	8,4
Продавочная жидкость	68,5

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Начнем с облегченного раствора. Определим температуру на забое равна приблизительно 80 °С. В соответствии с этим, а также с используемым при расчете обсадных колонн на прочность значением плотности облегченного тампонажного раствора, выберем портландцемент ПЦТ - III - Об (4-6) – 100 (табл.29).

Таблица 29 – Параметры тампонажных цементов

Цемент	Плотность сухого цемента, $\text{г}/\text{см}^3$	В/Ц отношение	Плотность тампонажного раствора, $\text{г}/\text{см}^3$
ПЦТ - III - Об (4-6) – 100.	2,7-2,9	0,75-1,20	1,40-1,6
ПЦТ - II - 100	3,12	0,48 – 0,5	1,85-1,93

Плотность твердой фазы рассчитывается по формуле:

$$\rho_m = 1500 / [1 - 0,75 \cdot (1500 / 1000 - 1)] = 2400 \text{ кг/м}^3$$

Масса тампонажного материала G (в кг), необходимая для приготовления 1 м^3 раствора, определяется по формуле:

$$G = 2400 \cdot (1500 - 1000) / (2400 - 1000) = 857 \text{ кг/м}^3$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в кг) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = 1,04 \cdot 857 \cdot 39,8 = 35,5 \text{ т}$$

Расход сухого тампонажного материала на 1 м^3 воды затворения (в кг) определяется по формуле:

$$G_l = 2400 \cdot 0,75 = 1800 \text{ кг}$$

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

$$V_g = 1,1 \cdot 35500 / 1800 = 21,7 \text{ м}^3$$

Рассчитаем раствор нормальной плотности. Температура на забое будет равна $87 \text{ }^\circ\text{C}$. В соответствии с этим, а также с используемым при расчете обсадных колонн на прочность значением плотности тампонажного раствора нормальной плотности, выберем портландцемент ПЦТ - II - 100 (табл.29).

Плотность твердой фазы рассчитывается по формуле:

$$\rho_m = 1850 / [1 - 0,48 \cdot (1850 / 1000 - 1)] = 3125 \text{ кг/м}^3$$

Масса тампонажного материала G (в кг), необходимая для приготовления 1 м^3 раствора, определяется по формуле:

$$G = 3125 \cdot (1850 - 1000) / (3125 - 1000) = 1250 \text{ кг/м}^3$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в кг) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = 1,04 \cdot 1250 \cdot 8,4 = 10920 \text{ кг}$$

Расход сухого тампонажного материала на 1 м^3 воды затворения (в кг) определяется по формуле:

$$G_l = 3125 \cdot 0,48 = 1500 \text{ кг}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_g = 1,1 \cdot 10920 / 1500 = 8 \text{ м}^3$$

Таблица 30 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{mp} = \dots \text{ кг/м}^3$	10920	8
$\rho_{обmp} = \dots \text{ кг/м}^3$	35500	21,7
Сумма	46420	29,7

2.4.3.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.3.4.1 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

Максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементирования ΔP_{zc}

$$\rho_{срвзКП} = 1564,5 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{срвзОК} = 1207,7 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta P_{ГС} = 0,001 \cdot (1,565 - 1,208) \cdot 9,81 \cdot 2700 = 9,46 \text{ МПа}.$$

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в л/с)

$$Q = 0,0785 \cdot (22,07^2 \cdot 1,3 - 17,78^2) \cdot 0,4 = 9,96 \text{ л/с}.$$

Гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны P_m (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси

$$P_m = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1000 \cdot 9,96^2 \cdot (343/0,1548^5 + 2434/0,1588^5) = 0,45 \text{ Мпа}$$

$P_{кп} = \Sigma P_{кп}^i$, $P_{кп}^i = 8,11 \cdot \lambda_{кп} \cdot Q^2 \cdot \{ \rho_{срвзв.ос} \cdot (L - L_{к}) / [(D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{экн})^3 \cdot (D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} + D_{экн})^2] + \rho_{срвзв.зс} \cdot L_{к} / [(D_{квн}^2 - D_{экн}^2)^3 \cdot (D_{квн}^2 + D_{экн}^2)^2] \}$, (4.4.8)
где $\lambda_{кп}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве, для практических расчетов принимается равным 0,035 соответственно.

$$P_{кп} = 8,11 \cdot 0,035 \cdot 9,96^2 \cdot (1564,5 \cdot 1851 / (0,2207 \cdot \sqrt{1,3 - 0,1778})^3 \cdot (0,2207 \cdot \sqrt{1,3 - 0,1778})^2) + 1207,7 \cdot 926 / ((0,2245^2 - 0,1778^2)^3 \cdot (0,2245^2 - 0,1778^2)^2) = 0,48 \text{ МПа}$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_3 (в МПа) равно:

$$P_{ГС} = 0,001 * \rho_{срвзКП} * g * H;$$

$$P_{ГС} = 0,001 * 1564,5 * 9,81 * 1851 + 0,001 * 1207,7 * 9,81 * 926 = 39,4 \text{ МПа.}$$

$$P_3 = 39,4 + 0,48 = 39,9 \text{ МПа.}$$

$$P_{ЦГ} = 9,46 + 0,45 + 0,48 + 3 = 13,39 \text{ МПа.}$$

По вычисленным P_3 проверяются следующие условия:

$$P_3 \leq 48,4 \text{ МПа;}$$

Условие выполняется.

2.4.3.4.2 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Давление на цементировочных насосах цементировочных агрегатов $P_{ЦА}$ (в МПа)

$$P_{ЦА} \geq 13,39 / 0,8 = 16,74 \text{ МПа.}$$

По расчетным значениям Q и $P_{ЦА}$ выбираем агрегат ЦА-320А.

У агрегата производительность на 2 – й скорости $Q_{ЦА} = 5,1$ л/с, при диаметре втулки 127 мм, давление $P_{ЦА} = 18,5$ МПа, т.е. заданный режим по давлению обеспечится при использовании этого цементировочного агрегата.

По расчетным значениям Q и $P_{ЦА}$ выбирают тип цементировочных агрегатов (ЦА), количество которых определяется из соотношения:

$$n = 9,96 / 5,1 + 1 = 2,95 = 3 \text{ агрегата.}$$

Так как скорость восходящего потока не более 0,4 м/с принимаем $n = 3$ (2 основных агрегата и 1 резервный агрегат).

Определим максимальную подачу, которую развивают 2 агрегата на максимальной передаче

$$Q_{МАХ} = q_5 * n = 23 * 2 = 46 \text{ л/с.}$$

Определим число агрегатов, работающих на осреднительную емкость.

$$n_2 = 46 / 23 = 2$$

$$n_2 = 2$$

Выбираем тип цементосмесительных машин УС6-30Н(У).

Требуемое количество цементосмесительных машин:

$$m = 46/27 = 1,7 \Rightarrow 2.$$

Требуемое количество цементосмесительных машин принимаем равным 2.

По количеству необходимого сухого порошка, затариваемого в смесительные машины.

Для ПЦТ-I-100:

$$n_{\text{с.м.}} = (G_{\text{сух.}})^{\text{H.}} / 18 = 10,92/18 = 0,6 = 1.$$

Для ПЦТ – III – Об 5 – 50:

$$n_{\text{с.м.}} = (G_{\text{сух.}})^{\text{Об.}} / 18 = 35,5/18 = 1,9 = 2.$$

Принимается $n_{\text{с.м.}} = 3$.

Таким образом, необходимое число смесительных машин составляет 3 машины. Следовательно, число цементировочных агрегатов, работающих на осреднительную емкость необходимо принять равным трем.

Расчёт режимов закачки растворов начинается с построения графика изменения давлений на цементировочной головке в зависимости от суммарного объёма закаченных растворов. График строится по трём характерным точкам, между которыми изменение давления на цементировочной головке с некоторой долей условности считают линейным. Это точка начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну, в которой давление на цементировочной головке равно сумме гидравлических сопротивлений в колонне и кольцевом пространстве, точка, соответствующая моменту прихода тампонажного раствора на забой, когда давление на цементировочной головке минимально и точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементировочной головке максимально. Вычисления производятся аналогично.

Для момента прихода жидкости на забой давление равно -5,14 МПа, при этом расход составит 54,6 м³. В момент начала цементирования давление составит 6,47 МПа.

Соответствия развиваемого давления и расхода связки насосов.

$$P_2(V) \bullet 0,8 = 18,5 \bullet 0,8 = 14,8 \text{ МПа}; \quad Q_2 = q_2(n-1) = 5,1 \bullet 2 = 10,2 \text{ л/с};$$

$$P_3(V) \bullet 0,8 = 9,5 * 0,8 = 7,6 \text{ МПа}; \quad Q_3 = q_3(n-1) = 9,8 * 2 = 19,6 \text{ л/с};$$

$$P_4(V) \bullet 0,8 = 6,1 * 0,8 = 4,88 \text{ МПа}; \quad Q_4 = q_4(n-1) = 15,1 * 2 = 30,2 \text{ л/с};$$

$$P_5(V) \bullet 0,8 = 4,0 * 0,8 = 3,2 \text{ МПа}. \quad Q_5 = q_5(n-1) = 23,0 * 2 = 46,0 \text{ л/с}.$$

Таблица 31 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора закачиваемый на данной скорости, м ³
III	7,48
IV	7,9
V	73,07
IV	6,81
III	11,04
II	23,5

Вычисляем общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{це}} \text{ в минутах}$

$$t_{\text{це}} = 16,7 * (73,07/46 + 14,71/30,2 + 18,52/19,6 + 23,5/10,2) + 16,7 * 1/5,1 = 72,47 \text{ мин.}$$

Затем определяем время цементирования скважины $t_{\text{ц}}$ (в мин)

$$t_{\text{ц}} = 49,26 + 15 = 64,26 \text{ мин.}$$

По вычисленному значению $t_{\text{ц}}$ проверяется следующее условие:

$$t_{\text{ц}} \leq 0,75 t_{\text{ЗАГ}},$$

$$72,47 < 120 * 0,75 = 90$$

Условие выполняется, поэтому в тампонажный раствор не требуется вводить добавки замедлителя схватывания.

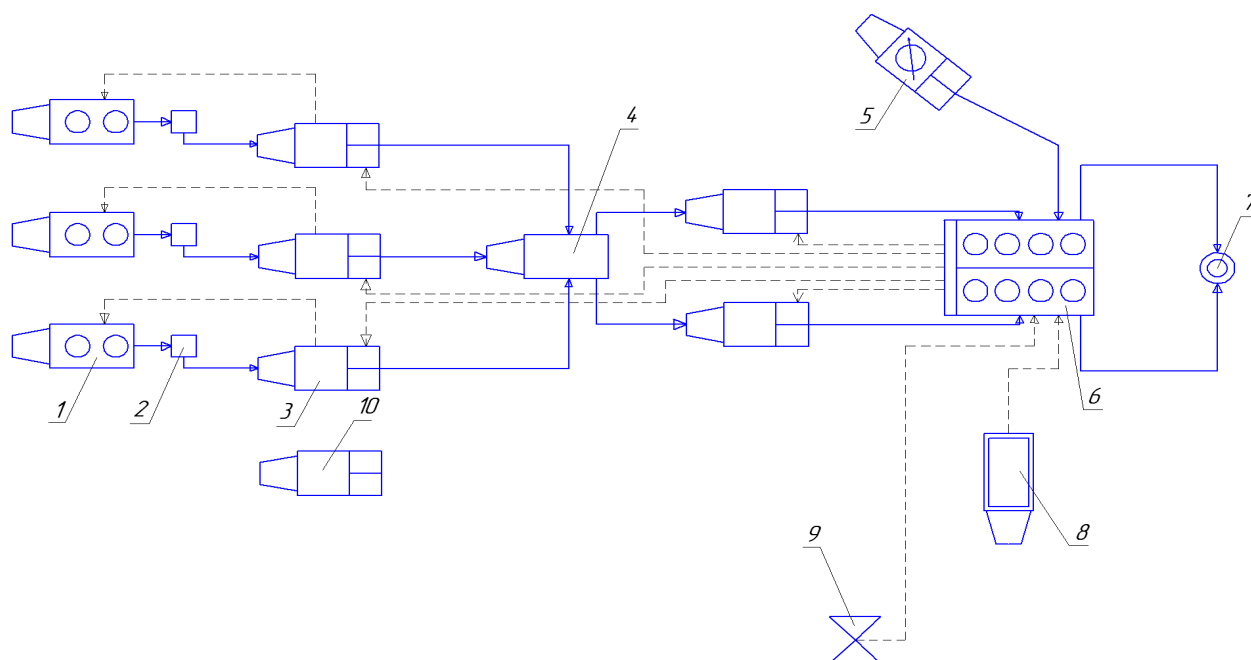


Рисунок 9 – Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны

1 - цементосмесительная машина УС6-30; 2 - бачок затворения; 3 - цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 - осреднительная установка УО-16; 5 - станция КСКЦ 01; 6 - блок манифольдов СИН-43; 7 - устье скважины, цементировочная головка; 8- Автоцистерна; 9 - подводящая водяная линия; 10 - цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный).

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для получения геологической, технологической и гидродинамической информации о пластах и насыщающих их флюидах, производится испытание пластов с помощью пластоиспытателей. Испытание осуществляется по плану работ, предусматривающему мероприятия по подготовке ствола скважины, обработке раствора противоприхватными добавками, величину депрессии на испытываемый горизонт, порядок подготовки бурильной колонны и проведения такой операции. План работ согласовывается с заказчиком, противофонтанной службой и геофизической организацией и утверждается техническим руководителем буровой организации.

В данном проекте испытание пластов применяется для решения различных геологических задач (разделения коллекторов на продуктивные и

водоносные, установления характера их насыщения, контакта между флюидами и эффективной толщины, определения параметров пласта и его околоствольной зоны, прогнозирования режима эксплуатации промышленных объектов и т.д.) и целого ряда технологических задач (оптимизации режимов бурения, контроля параметров раствора для вскрытия с минимальной репрессией на продуктивные пласты, решения о спуске обсадной колонны или ликвидации скважины без спуска этой колонны и др.).

2.5. Выбор буровой установки

Для бурения проектируемой скважины выбираем БУ-3000-ЭУК 1М с оснасткой талевой системы 5х6. Эта установка выпускается, Уралмашзаводом и предназначена для кустового бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ.

Буровая установка должна соответствовать ГОСТ 632-80, при этом также должны выполняться следующие условия:

$$1. P_{ок} \leq 0,9 * Q_{мах}$$

где: $P_{ок}$ – вес обсадной колонны,

$Q_{мах}$ – допустимая нагрузка на крюке.

$$660 \leq 0,9 * 2000 = 1800 \text{ кН.}$$

$$2. P_{бк} \leq 0,6 * Q_{мах}$$

где: $P_{бк}$ – вес бурильной колонны,

$Q_{мах}$ – допустимая нагрузка на крюке.

$$440 \leq 0,6 * 2000 = 1200 \text{ кН.}$$

$$3. P_{бк} * K \leq Q_{мах}$$

где: $P_{бк}$ – вес бурильной колонны,

$Q_{мах}$ – допустимая нагрузка на крюке,

K – коэффициент прихватаопасности = 1,3.

$$440 * 1,3 = 572 \leq 2000 \text{ кН.}$$

3. Специальная часть: Сравнительный анализ забойных телеметрических систем

Наклонно-направленное бурение давно стало основным видом бурения как на суше, так и на море при бурении скважин с платформ различных типов. Одновременно с развитием наклонно-направленного бурения существует тенденция повышения требований к точности попадания забоя скважин в заданную точку и к соблюдению проектного профиля скважины. В связи с этим возникает необходимость обеспечения эффективного контроля пространственного положения ствола скважины.

Телеметрические системы для бурения скважин представляют собой комплекс датчиков, фиксирующих и передающих информацию о состоянии оборудования и показателях его работы на специальный пульт, где она обрабатывается и анализируется.

Использование телеметрических систем для контроля забойных параметров:

- обеспечивает безаварийную разведку скважин и поддержание заданной траектории с заданной точностью;
- сводит к минимуму вероятность аварий в системе «бурильная колонна-скважина» за счет раннего обнаружения и прогнозирования предаварийных и аварийных ситуаций с помощью забойных параметров;
- уменьшает объем ГИС за счет оперативного контроля геофизических параметров непосредственно в процессе бурения;
- обеспечивает оптимизацию режимов бурения и сокращает время и стоимость буровых работ за счет использования параметров, измеряемых непосредственно на забое скважины.

В настоящий момент рынок пресыщен различными телеметрическими системами от разных производителей, в том числе и отечественных. Для сравнения возьмем четыре системы: две с гидравлическим каналом и две с электромагнитным.

Начнем с отечественной Orienteer MWD фирмы ГЕРС (Россия, г. Тверь). Она предназначена для проведения исследований инклинометрии, управления и сбора данных всех типов и позволяет осуществлять бурение и проводку наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин на самом современном и высокотехнологичном уровне. В ней использоваться гидравлический канал связи с отрицательным импульсом.

Таблица 32 – Краткие характеристики Orienteer MWD

Параметр	Точность	Интервал обновления
Азимут	$\pm 0,5^\circ$	70-90 сек
Наклонение	$\pm 0,5^\circ$	
Температура	$\pm 0,5^\circ$	Каждая передача
Магнитное поле	$\pm 0,5^\circ$	
Отклонитель гравитационный	$\pm 0,5^\circ$	От 8 до 60 сек стандарт – 30 сек
Отклонитель магнитный	$\pm 0,5^\circ$	
Азимут метки	$\pm 0,5^\circ$	

Эти импульсы создаются открытием и закрытием внутреннего клапана, который открывается на короткий промежуток времени и тем самым пропускает небольшой объем бурового раствора из внутренней части бурильной колонны в затрубное пространство. Тем самым создается небольшое изменение давления внутри бурильной колонны, которое регистрируется на поверхности как относительно малое (2-3,5 атм.).

Наземная система состоит из датчиков и оборудования необходимого для получения сигнала от скважинного прибора, а также распознавания и обработки измеренных данных инклинометрии в скважине. Полученный сигнал декодируется в измеренные значения отклонителя, зенита, азимута, температуры и контроля состояния забойного оборудования. Кроме того, система контроля положения инструмента и режима бурения позволяет проводить привязку измеренных данных скважинными модулями

(инклинометрия, ДМК, ГК и ИК) к глубине скважины по стволу и абсолютным отметкам в процессе бурения.

Зарубежная система Sperry-sun MWD 650 аналогична представленной выше отечественной, за исключением системы передачи импульса. У Orienteer MWD пульсатор основан на отрицательных скачках давления. Это осуществляется за счет перепуска жидкости в заколонное пространство через специальный клапан.

Таблица 33 – Краткие характеристики Sperry-sun MWD 650

Параметр	Точность	Интервал обновления
Азимут	$\pm 1,5^\circ$	8,75 – 14 сек
Наклонение	$\pm 0,2^\circ$	
Отклонитель гравитационный	$\pm 2,8^\circ$	
Отклонитель магнитный	$\pm 2,8^\circ$	

Sperry-sun MWD 650 передающая система основана на положительных скачках давления. Передатчик состоит из ротора и статора. Ротор, вращаясь, то перекрывает отверстия статора, то открывает их. Таким образом, датчик давления на устье считывает синусоиду. За счет сдвига фаз осуществляется кодирование информации. К тому же данный вид передатчика отличается большей надежностью. Однако Sperry-sun MWD 650 уступает в точности измерений.

Система BlackStar II EM MWD с электромагнитным каналом связи снимает на порядок больше показателей по сравнению с рассмотренными выше. Система снимает зенитный угол, азимут, угол установки отклонителя, гамма излучение разбуренных пород, давление внутри колонны, давление в кольцевом пространстве, температуру на забое, скорость вращения долота, радиальную и осевую вибрацию. И за счет электромагнитного канала связи, работающего в диапазоне 2-12 Гц, временная задержка в три раза меньше.

Таблица 34 – Краткие характеристики BlackStar II EM MWD

Параметр	Точность
Азимут	$\pm 1,0^\circ$
Наклонение	$\pm 0,1^\circ$
Температура	$\pm 0,07^\circ$
Магнитное поле	$\pm 1,0$
Давление в кольцевом пространстве	$\pm 1\%$
Давление внутри колонны	$\pm 1\%$
Азимут метки	$\pm 1,5^\circ$
Скорость вращения долота	± 2 об./мин

Система AP 250 EM MWD с электромагнитным каналом связи имеет только инклинометрический модуль и датчик гамма-излучения. Отличается от предыдущей еще и вдвое меньшим временем автономной работы (80 ч против 160 ч). Выигрывает она только в размерах (на 2 метра меньше) и цене, а также может использоваться с кабельным каналом связи или комбинированным с ретранслятором в колонне выше экранирующего интервала.

Таблица 35 – Краткие характеристики AP 250 EM MWD

Параметр	Точность	Интервал обновления
Азимут	$\pm 1,0^\circ$	6 – 18 сек
Наклонение	$\pm 0,1^\circ$	
Температура	$\pm 0,07^\circ$	
Магнитное поле	$\pm 1,0$	
Азимут метки	$\pm 1,5^\circ$	

Таким образом, телеметрия стала неотъемлемой частью бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. И на рынке существует огромное разнообразие систем как отечественного, так и зарубежного производства. Основное их различие в компоновке, количестве и типе датчиков, а также в применяемых каналах связи. Наиболее распространенными являются гидравлический и электромагнитный каналы, а также различные их комбинации (причем некоторые применяют кабельный канал). Подобное разнообразие позволяет подобрать наиболее оптимальный вариант для заданных условий бурения и потребностей заказчика.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основной задачей проектирования является организация правильного сочетания ее совместного труда участников производственного процесса с материальными условиями производства в целях выполнения установленных заданий при минимальных затратах труда и средств.

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия ЗАО «Недра»

В апреле 1989 года в городе Ноябрьск Ямало-Ненецкого автономного округа был зарегистрирован производственный кооператив «Недра». Изначально предприятие специализировалось на строительстве артезианских скважин, электрохимической защите трубопроводов и металлических сооружений, бурении глубинных заземлителей и проведении инженерных изысканий в Ямало-Ненецком автономном округе.

В 1995 году закрытое акционерное общество «Недра» стало правопреемником прав и обязанностей производственного кооператива.

Расширение географии деятельности и спектра предоставляемых услуг очень быстро привело к увеличению объемов выполняемых заказов. Предприятие расширило свою сферу деятельности по выполнению работ в комплексе (от написания проектов, утверждения запасов подземных вод до

строительства и ввода водозабора в эксплуатацию) без привлечения субподрядных строительных организаций и сейчас является одним из ведущих предприятий Ямало-Ненецкого автономного округа.

Организационная структура предприятия представлена на схеме 1.

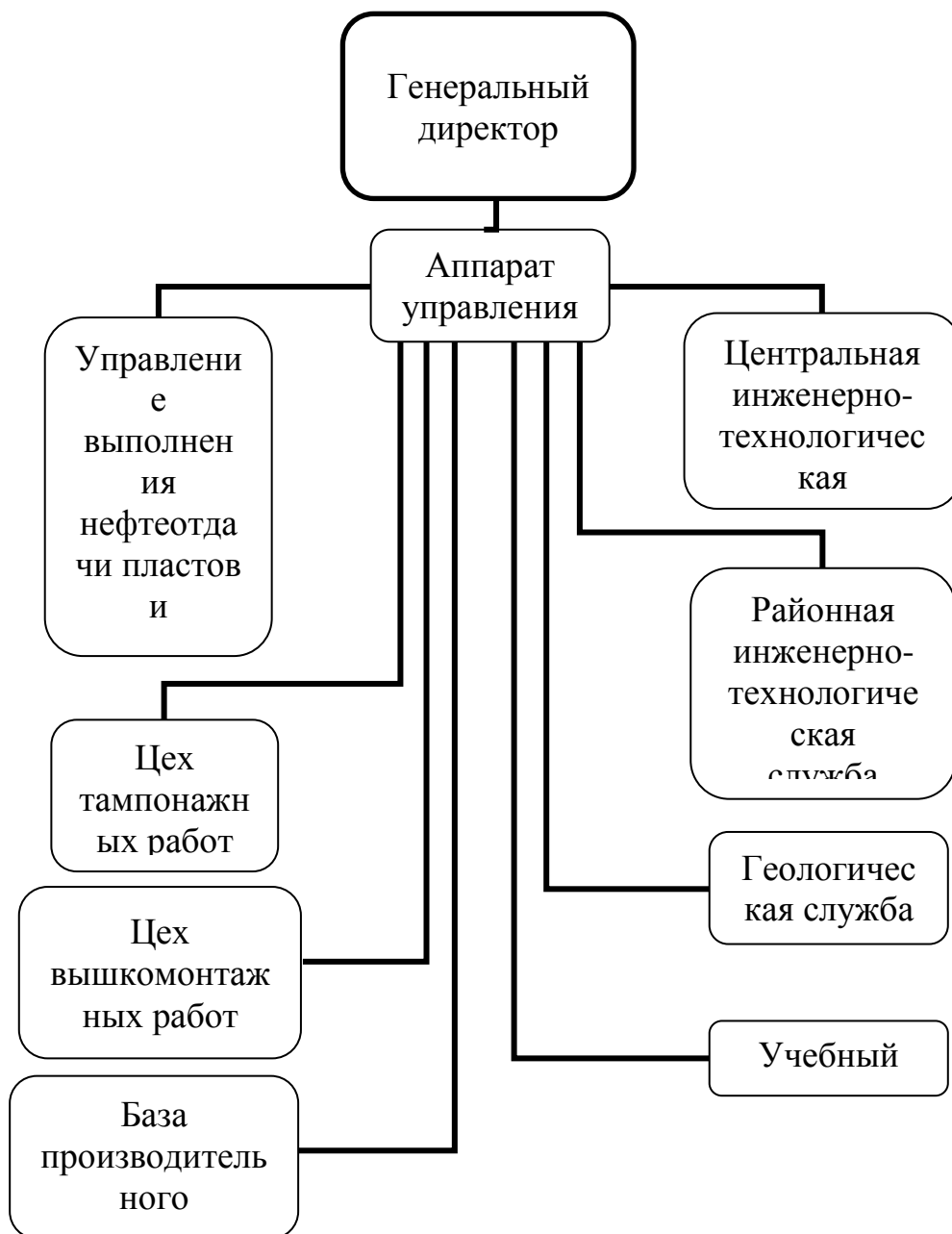


Рисунок 10 – Организационная структура ЗАО «Недра»

4.2. Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины (табл. 36).

Таблица 36 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч				
Вышкомонтажные работы									1080
Подготовительные работы к бурению									96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	555 М-ЦВ- R628	0	60	350	0,02	60	1,2	27,6	1,2 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,79
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) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)	BS-393,7 VD 519-002	60	500	3200	0,03	440	13,2	72,33	13,2 0,31 5,47 0,24 0,43 0,83 0,6 51,3 5,45 4,8 0,9

Итого:									83,53
--------	--	--	--	--	--	--	--	--	-------

Продолжение таблицы 36

Бурение под техническую колонну	BS-295,3 SD 619-001	500	910	2500	0,05	426	21,3	92,2	21,3
Промывка (ЕНВ)									0,78
Наращивание (ЕНВ)									5,42
Смена долот (ЕНВ)									0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)									0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									0,47
Установка и вывод УБТ за палец									0,2
Крепление (ЕНВ)									56,2
ПГИ (ЕНВ)									14,98
Ремонтные работы (ЕНВ)									6,8
Смена вахт (ЕНВ)									1,2
Итого:	113,5								
Бурение под эксплуатационную колонну	BS-220,7 SD 619 – 001	910	2700	3200	0,05	1851	92,55	101,17	92,55
Промывка (ЕНВ)									1,13
Наращивание (ЕНВ)									13,3
Смена долот (ЕНВ)									0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)									0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									0,47
Установка и вывод УБТ за палец									0,2
Крепление (ЕНВ)									68,4
ПГИ (ЕНВ)									10,1
Ремонтные работы (ЕНВ)									5,9
Смена вахт (ЕНВ)									1
Итого:	193,72								
Испытание скважины на продуктивность									248,4

4.3. Разработка календарного план-графика строительства скважины

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер 1 чел.
- помощник бурового мастера 3 чел.
- бурильщик 6 разряда 4 чел.
- бурильщик 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда 4 чел.
- слесарь 5 разряда 2 чел.
- лаборант 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 419,5 часов или 17,5 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на Вынгаяхинском нефтяном месторождении приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вышкомонтаж	45												
2. Бурение	16												
3. Испытание	10,4												

4.4. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 38 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,02	2,76	1,34	185,17	2,38	328,89	5,22	721,35
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,83	-	55,55	-	98,67	-	216,41
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4,00	46,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,02	0,29	1,34	19,30	2,38	34,27	5,22	75,17
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,09	-	5,79	-	10,28	-	22,55
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,02	5,06	1,34	338,83	2,38	601,81	5,22	1319,93

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317,00	4,00	5268,00	0,02	26,34	1,34	1764,78	2,38	3134,46	5,22	6874,74
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,00	615,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,34	300,96	2,38	534,55	5,22	1172,41
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,00	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,34	124,16	2,38	220,53	5,22	483,69
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,02	0,15	1,34	10,10	2,38	17,95	5,22	39,36
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,02	2,99	1,34	200,30	2,38	355,76	5,22	780,29
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,00	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,02	2,16	1,34	144,63	2,38	256,87	5,22	563,39
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,00	135,68	0,02	0,68	1,34	45,45	2,38	80,73	5,22	177,06
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4,00	401,60	0,02	2,01	1,34	134,54	2,38	238,95	5,22	524,09
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,00	22,12	0,02	0,11	1,34	7,41	2,38	13,16	5,22	28,87
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,00	677,16	0,02	3,39	1,34	226,85	2,38	402,91	5,22	883,69
Итого затрат без учета транспорнировки вахт, руб				8954,00		45,93		3502,49		6220,84		13644,04
Транспортировка вахт, руб	смена	1268,00										
Всего по сметному расчету, руб		33635,30										

Таблица 39 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,34	302,21	2,85	368,08
Социальные отчисления, 30%		-	-	37,97	-	82,91	-	90,66	-	110,42
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,98	11,37	2,14	24,82	2,34	27,14	2,85	33,06
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,41	-	7,45	-	8,14	-	9,92
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,98	7,39	2,14	16,14	2,34	17,64	2,85	21,49
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,80	2,14	541,12	2,34	591,69	2,85	720,65
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,34	3353,22	2,85	4084,05
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,98	411,01	2,14	897,52	2,34	981,40	2,85	1195,29
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,22	2,34	325,00	2,85	395,84
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,80	2,34	235,97	2,85	287,39
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,98	98,39	2,14	214,86	2,34	234,94	2,85	286,14
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,98	165,90	2,14	362,30	2,34	396,14	2,85	482,48
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,98	18,03	2,14	39,34	2,34	43,06	2,85	52,44
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,60	2,34	79,37	2,85	96,67
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,40	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-426	шт	85,50	1,00	85,50	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-324	шт	65,00	-	-	1,00	65,00	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	45,50	-	-	-	-	1,00	45,50		
Башмак колонный БК-178	шт	32,00	-	-	-	-	-	-	1,00	32,00
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,40	-	-	15,00	381,00	-	-	-	-

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Центратор ЦЦ-178/220	шт	18,70	-	-	-	-	63,00	1178,10	-	-
ЦОКДМ-324	шт	125,60	1,00	125,60	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,10	-	-	1,00	113,10	-	-	-	-
ЦКОД-178	шт	105,00	-	-	-	-	1,00	105,00	-	-
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,50	1,00	80,50	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1,00	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	1,00	30,12	-	-
ПХН1.114/168	шт	700,00	-	-	-	-	-	-	1,00	700,00
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960,0 0	1,00	3960,0 0	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320,0 0	-	-	1,00	3320,00	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	2880,0 0	-	-	-	-	1,00	2880,00	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	7059,83	10135,37	10957,86	8796,63				
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x9,5	м	37,21	60,0 0	2232,6 0	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324x7,9	м	28,53	-	-	500,0 0	14265,0 0	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x8	м	19,96	-	-	-	-	926,0 0	18482,9 6	-	-
Обсадные трубы 178x11,5	м	16,47	-	-	-	-	-	-	343,00	5649,21
Обсадные трубы 178x9,2	м	23,67	-	-	-	-	-	-	2370,0 0	56097,9 0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	18,72	502,44	25,87	694,35	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100	т	29,95	-	-	-	-	-	-	14,10	422,30
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32,00	-	-	-	-	-	-	26,50	848,00

Заливка колонны, тампонажный цех	арп/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	7,00	1021,93
----------------------------------	--------	--------	------	--------	------	--------	------	--------	------	---------

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	18,72	112,51	25,87	155,48	40,60	244,01
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	1,60	58,24
Опресовка колонны, тампонажный цех	арп/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	арп/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,60	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	14,0 0	515,20	14,00	515,20	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	14,0 0	515,20	14,00	515,20	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	14,0 0	571,20	14,00	571,20	14,00	571,20	14,00	571,20
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,80	652,85	80,40	1508,30	111,30	2087,99
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,30	19,40	727,89
Транспортировка вахт, руб		1268,00								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4402,42	18229,24	24292,49	69299,01				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	153172,85									
Всего по сметному расчету, руб	154440,85									

Таблица 40 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1,1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1,2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1,3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2,1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2,2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2,3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2,4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3,1	Бурение скважины	33 635	6 868 329
3,2	Долотный сервис и сопровождение наклонно-направленного бурения	-	19 533 543
3,3	Инженерно-техническое сопровождение по растворам	-	6 414 475
3,4	Крепление скважины	154 441	31 536 821
	Итого по главе 3	188 076	64 353 167
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4,1	Испытание в процессе бурения	140 337	2 866 355
4,2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4,3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	39 372,5	8 039 854,2
	Итого по главе 5	39372,5	8 039 854
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6,1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6,2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4
6,3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	613 695	151 264 356

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4
7	Глава 7. Накладные расходы		
7,1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	188 737	30 369 612
	Итого по главе 7	188 737	30 369 612
8	Глава 8. Плановые накопления		
8,1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	75 495	9 226 504
	Итого по главе 8	75 495	9 226 504
	ИТОГО по главам 1-8	877 927	190 860 472
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9,1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9,2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9,3	Северные надбавки 2,98%	30 371,6	5 773 946
9,4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9,5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9,6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9,7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9,8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9,9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9,1	Бурение скважины на воду	-	870 600
9,11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9,12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	392 915	34 457 523
	ИТОГО по гл 1-9	1 270 842	225 317 995
10	Глава 10		
10,1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 756	358 545
	Итого по главе 10	1 756	358 545
12	Глава 11		
12,1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	63 630	
	Итого по главе 12	70 605	14 417 500
	ИТОГО	1 343 202	240 094 041
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		240 094 041
	НДС		43 216 927
	ВСЕГО с учетом НДС		283 310 968

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Возможные вредные и опасные факторы приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в	Электрический ток	СанПиН 2.2.4.548-96; ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
Работа на кустовой площадке (на буровой и прилегающей территории)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Повышенный уровень шума		
	Повышенный уровень вибрации	Электрический ток	

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Вынгаяхинском нефтяном месторождении (ЯНАО)

Рассмотрим вредные факторы, которые могут оказывать воздействие при работе в помещении с персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга:

Исследование показателей микроклимата в помещении:

Основные показатели микроклимата рабочей зоны имеют оптимальное значения согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таким образом, мероприятий по улучшению условий проводить не нужно.

Неудовлетворительное освещение

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк согласно СНиП 23-05-95. Для соответствия требованиям, над рабочими столами должны быть установлены дополнительные источники света, а также должен осуществляться контроль и своевременное устранение неисправностей.

Теперь рассмотрим вредные факторы, которые могут оказывать воздействие при работе на буровой и прилегающей территории:

Неудовлетворительные метеоусловия

Работы на открытом воздухе должны приостанавливаться работодателями при погодных условиях, представленных в таблице 42.

Таблица 42 – Погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Ввиду особенностей технологического процесса, бурение не может быть приостановлено. Таким образом, метеоусловия при работе в зимнее время часто бывают неудовлетворительными. Поэтому закладывается ограничение на нахождение на открытом воздухе.

Повышенный уровень шума:

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

Таблица 43 - Уровень звукового давления на буровой

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

Превышение уровней вибрации:

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

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

Неудовлетворительное освещение

В таблице 44 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения. Для соответствия отраслевым нормам светильники на буровой должны быть размещены согласно приведенной таблице. Также должен осуществляться контроль за их состоянием и своевременным устранением неисправностей.

Таблица 44 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 50°	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Вынгаяхинском нефтяном месторождении (ЯНО)

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

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

Мероприятия:

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

Электробезопасность:

Источником опасности на буровой являются провода и оборудование, находящиеся под напряжением. Помещения относятся к 2 категории помещений без повышенной опасности согласно ПУЭ 7.

Основные мероприятия по предупреждению электротравматизма:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытие, изоляция токоведущих частей;

- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Пожаровзрывобезопасность:

Источником опасности является оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Категория пожаровзрывоопасности помещений на кустовой площадки согласно ФЗ-123 (пожарный регламент) – А: горючие газы и легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28⁰С в таком количестве, что могут образовать парогазовоздушные смеси (нефть, природный газ и прочие легковоспламеняемые жидкости). Категория прочих бытовых и административных помещений по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3, 3 шт.;
- углекислотные огнетушители ОУ-3, 2 шт.;
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5м.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

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

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

5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

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

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка

механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве наклонно-направленной скважины на Вынгаяхинском месторождении (ЯНАО)

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

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а так же вследствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 45.

Таблица 45 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	<p>Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием.</p> <p>Внешнее: поджог</p>	<p>Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)</p>	<p>Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы</p>

Пожар	<p>Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ.</p> <p>Внешнее: поджог</p>	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы
-------	--	--------------------------------------	--

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

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

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

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

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),

- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 46

Таблица 46 - Нормативно-правовые акты

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

Заключение

В ходе работы было выработано технологическое решение на строительство и обустройство данной скважины, а также было выбрано оборудование, и был проведен анализ забойных телеметрических систем.

Телеметрия является обязательной при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Она повышает точность проводки, сводит к минимуму вероятность возникновения аварий, уменьшает объем геофизических исследований, оптимизирует технологические режимы бурения и сокращает время и стоимость буровых работ.

Проведенный анализ телеметрических систем показывает эксплуатационные различия у четырех рассмотренных вариантов. Нельзя сказать, что какие-то системы хуже или лучше. Они все разные и какую выбирать зависит от геологических условий и пожеланий заказчика.