



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов

Направление- Нефтегазовое дело

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181 m 3086)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Цой О.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. х. н.		

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.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б22	Цой Олег Станиславович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3086 МЕТРОВ НА КАЛИНОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
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,</i>	<i>Материалы преддипломной практики, результаты курсового проектирования, специальная литература и периодическая литература, электронные источники</i>
---	--

влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	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.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технических наряд. 2. Компоновка низа бурильной колонны.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Глызина Т.С.
Социальная ответственность	Гуляев М.В.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Цой О.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Цой О.С.

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

5.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия.
 5.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.
 5.3 Нормативная карта.
 5.4 Составление линейно-календарного графика.
 5.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Цой О.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Цой О.С.

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 3086 метров на Калиновом нефтяном месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Калиновом нефтяном месторождении (Томская область) 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Калиновом нефтяном месторождении (Томская область)	<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>Бурении 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	Цой О.С.		

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
Ассистент	Бузанов К.В.			

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 84 страницы, 13 рисунков, 49 таблиц, 24 источника, 2 листа графического материала формата А3.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Цель работы – проектирование строительства нефтяной эксплуатационной наклонно – направленной скважины на Калиновом месторождении.

В процессе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3086 м на Калиновом нефтяном месторождении (Томская область).

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «Компас-3D V14» (представлены вместе с ВКР).

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

Оглавление

Введение	12
1. Общая и геологическая часть	13
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ	13
1.2. Геологические условия бурения	14
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	17
1.4. Зоны возможных осложнений	18
1.5. Исследовательские работы	20
2. Технологическая часть	21
2.1. Обоснование и расчёт профиля (траектории) проектной скважины	21
2.2. Обоснование конструкции скважины	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	23
2.2.3 Определения числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	24
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	26
2.3 Проектирование процесса углубления скважины	26
2.3.1 Выбор способа бурения	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	26
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	27
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны	28
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	32
2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	34
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	35
2.4.1 Расчёт обсадных колонн	35
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	39
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	39
2.4.2.2 Расчет объемом буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	41
2.4.2.3 Определение необходимого количества компонентов тампонажного раствора	43
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	44
2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	49
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	54
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	56
2.5. Выбор буровой установки	56
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62

3.1. Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	62
3.2. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины.....	68
3.3. Финансовый план	69
4. Социальная ответственность	70
4.1 Производственная безопасность	70
4.2.Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Калиновом нефтяном месторождении (Томская область)	71
4.3.Экологическая безопасность	75
4.3.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве наклонно- направленной скважины на Калиновом месторождении (Томская область)	77
Заключение	81
Список используемых источников	82

Введение

Бурное развитие нефтяной промышленности началось в XX веке, когда стали широко применять нефтяные и бензиновые двигатели внутреннего сгорания, требующие разнообразных топлив и масел.

Особенно быстро начала развиваться мировая нефтяная промышленность с тех пор, как нефть и ее продукты стали использовать в качестве сырья для химической промышленности.

Цель работы – технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3086 метров на Калиновом нефтяном месторождении.

В процессе исследования проводились расчёты по конструкции, технологии бурения, заканчиванию, сметной стоимости и безопасности строительства скважины.

В новом тысячелетии планируется дальнейшее расширение масштабов буровых работ на нефть и газ. При этом значительная часть этих работ будет выполняться в сложных горно-геологических условиях.

Бурение этой скважины очень выгодно с экономической точки зрения, так как после отработки разбуриваемого пласта можно перейти на выше лежащий пласт и продолжить добычу нефти.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической. В специальной части ВКР проведен сравнительный анализ трех буровых лебедок.

В основе написания выпускной квалификационной работы использовался «Групповой рабочий проект на сооружение нефтяной наклонно-направленной скважины на Калиновом месторождении».

1.Общая и геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ.

Сведения о районе буровых работ представлены в Таблице 1.1.1

Таблица 1.1.1 – Сведения о районе буровых работ

№ п/п	Название единицы измерения	Единица измерения	Значение, название, величина
1	2	3	4
1	Площадь (месторождение)	-	Калиновое
2	Административное расположение:	-	
	- республика	-	РФ
	- область(край, округ)	-	Томская
	- район	-	Каргасокский
5	Температура воздуха	°С	
	- среднегодовая	°С	+3
	- наибольшая летняя	°С	+35
	- наименьшая зимняя	°С	-55
6	Среднегодовое количество осадков	мм	450-500
7	Максимальная глубина промерзания грунта	м	1,6
8	Продолжительность отопительного периода в году	сут.	240
9	Продолжительность зимнего периода в году	сут.	185
10	Азимут преобладающего направления ветра	град.	юго-западные, северные
11	Наибольшая скорость ветра	м/с	20-25
12	Многолетнемерзлые породы (интервал залегания)	м	отсутствуют
13	Состояние местности	%	заболочена на 40-70%
14	Растительный покров	-	болото, лес представлен сосной, осиной, берёзой
15	Толщина почвенного слоя	м	0,5
16	Толщина снежного покрова	м	0,6
17	Водоснабжение	-	Артезианская скважина, водовод диаметром 0,073 метра в две нитки по поверхности земли, теплоизолирован.

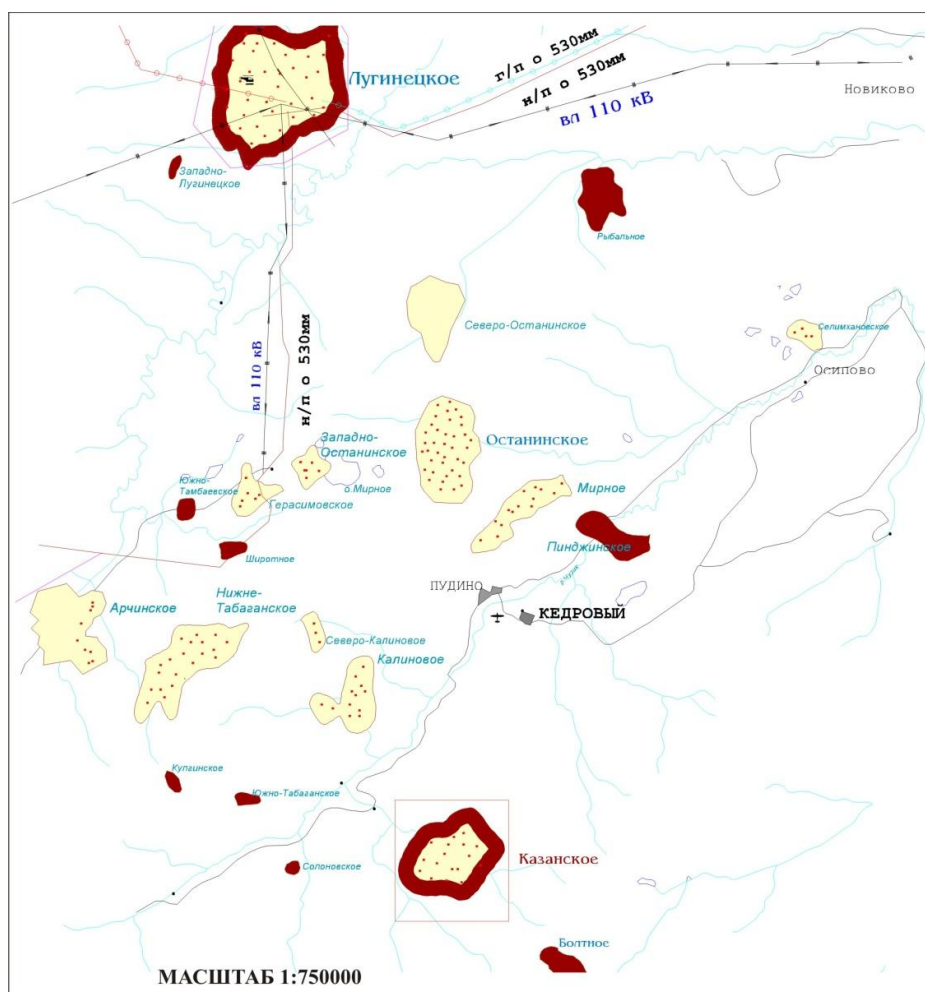


Рисунок 1.1.1 - Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.2.1, , давление и температура по разрезу скважины – в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве пластов		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичная система	Q	0		1,4
30	135	Некрасовская серия	P ₃ nk	0		1,4

Продолжение таблицы 1.2.1

135	180	Чеганская свита	P ₃ eg	0		1,4
180	330	Люлинворская свита	P ₂ ll	0		1,4
330	385	Талицкая свита	P ₂ tl	0		1,4
385	535	Ганькинская свита	K ₂ gn	0		1,4
535	580	Славгородская свита	K ₂ sl	0		1,4
580	690	Ипатовская свита	K ₂ ip	0		1,4
690	710	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0		1,4
710	1580	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0		1,4
1580	2220	Киялинская свита	K ₁ kls	1		1,3
2220	2295	Тарская свита	K ₁ tr	1		1,1
2295	2618	Куломзинская свита	K ₁ klm	1		1,1
2618	2648	Баженовская свита	J ₃ bg	1		1,1
2648	2653	Георгиевская свита	J ₃ gr	1		1,1
2653	2730	Васюганская свита	J ₂₋₃ vs	1		1,1
2730	3070	Тюменская свита	J ₂ tm	1		1,1
3070	3086	Палеозой	Pz	45-70		1,2

Таблица 1.2.2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва			горного			градус	источ- ник полу- чения
	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения				
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,200	РФЗ	0	0,22	ПГФ	15	ПГФ
P ₃ nk	30	135	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	16	ПГФ
P ₃ eg	135	180	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	17	ПГФ
P ₂ 11	180	330	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	18	ПГФ
P ₂ tl	330	385	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	19	ПГФ
K ₂ gn	385	535	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K ₂ sl	535	580	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	21	ПГФ
K ₂ ip	580	690	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,180	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	22	РФЗ
K ₂ kz	690	710	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,22	0,23	ПГФ	30	ПГФ
K ₁₋₂ pk	710	1580	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	50	ПГФ
K ₁ kls	1580	2220	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	75	ПГФ
K ₁ tr	2220	2295	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	79	ПГФ
K ₁ klm	2295	2618	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	80	ПГФ
J ₃ bg	2618	2648	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,180	0,160	РФЗ	0,23	0,24	ПГФ	83	РФЗ
J ₃ gr	2648	2653	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	85	РФЗ
J ₂₋₃ vs	2653	2730	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	85	РФЗ
J ₂ tm	2730	3070	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	87	РФЗ
Pz	3070	3086	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	100	РФЗ

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Коллекторские свойства продуктивных пластов представлены в таблице 1.3.1

Таблица 1.3.1 – Водоносность

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Тип кол- лектора	Пло- тность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая прони- цаемость, мДарси	Химический состав воды в мг/л.						Степень минера- лизации М, г/л	Тип воды по Сулину:
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				
							СГ	SO ₄ "	HCO ₃	Na, K+	Mg++	Ca ⁺⁺		
2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q-P ₃ nk	0	135	поровый	1,00	До 30	-	-	-	-	-	-	-	-	ГКК
K ₁₋₂ pk	710	1000	поровый	1,01	200-500	1500	101	7,00	420	5408	5,7	1166	10,6	ХЛК
K ₁ kls	1580	2220	поровый	1,01	130	20	957	13,5	115	4280	9,72	1707	15,7	ХЛК
K ₁ tr	2220	2295	поровый	1,00	До 200	1,0	624	24,7	305	3005	29,2	569,1	10	ХЛК
J ₂₋₃ VS	2690	2700	поровый	1,02	до 70	20	151	4,1	1000	9541	92,4	496,9	34-48	ХЛК
J ₂ tm	3020	3030	поровый	1,01	до 30	20	119	8,63	976	7485	107	376,7	30-47	ХЛК
Pz	3070	3086	порово-трещин.	1,02	до 50	200-300	263	8,23	1916	1707	158	320,6	54-68	ХЛК
Примечание – К источнику питьевого водоснабжения не относятся.														

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 1.4.1 – 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 (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/ см ² на м		Условия возникновения
	от	до				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P ₂ tr	0	385	1	10	Нет	0,15	0,2	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K _{1.2} pk	710	1000	1	30	Нет	0,13	0,18	
K ₁ kls	1580	2220	1	30	Нет	0,13	0,18	
K ₁ tr	2220	2295	1	30	Нет	0,13	0,18	
J ₃ vs - PZ	2653	3070	1	30	Нет	0,115	0,165	

Таблица 1.4.2 – Газонефтеводопроявления

Индекс страти- графичес- кого подразде- ления	Интервал, м		Вид прояв- ляемого флюида (вода, нефть, конден- сат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопро- явления, м	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 (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P ₃ nk	0	135	вода	-	1,00	1,00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора. Увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях, пузырьки газа, пленка нефти, увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины.
K ₁₋₂ pk	710	1000	вода	-	1,01	1,01		
K ₁ kls	1580	2220	вода	-	1,01	1,01		
K ₁ tr	2220	2295	вода		1	1		
K ₁ klm	2295	2618	вода		1,010	1,010		
J ₂₋₃ VS	2650 2690	2670 2700	нефть вода		0,770 1,020	0,770 1,020		
J ₂ tm	2730 2920 3020	2740 2930 3030	нефть нефть вода		0,770 0,770 1,010	0,770 0,770 1,010		
PZ	3065	3080	нефть		0,770	0,770		

1.5. Исследовательские работы

Таблица 1.5.1 – Исследовательские работы.

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	3086	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
1104	3086	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	3086	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчёт профиля (траектории) проектной скважины

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа профиля, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

В данном проекте рассматривается применение трёхинтервального профиля скважины (рисунок 1). Данный тип профиля скважины включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации зенитного угла. Рассчитываем профиль скважины.

Расчет производим для следующих условий - профиль скважины трехинтервальный;

- отход скважины (смещение забоя) – 1559 м;
- глубина скважины по вертикали h – 3086 м;
- длина первого вертикального участка H_1 – 100 м.

Таблица 2.1.1 – Сводные данные профиля

Глубина скважины по вертикали, м.	3086
Глубина набора зенитного угла (H_1), м.	100
Интенсивность набора зенитного угла (i), град/10м.	1,64
Отход скважины (S), м.	1559
Радиус искривления ствола в плоскости конечного искривления (R_2), м.	349
Θ_2	22
L_2 , м	134
H_2 , м	130
S_2 , м	25
L_3 , м	3243
H_3 , м	2856
S_3 , м	1534
L , м	3477

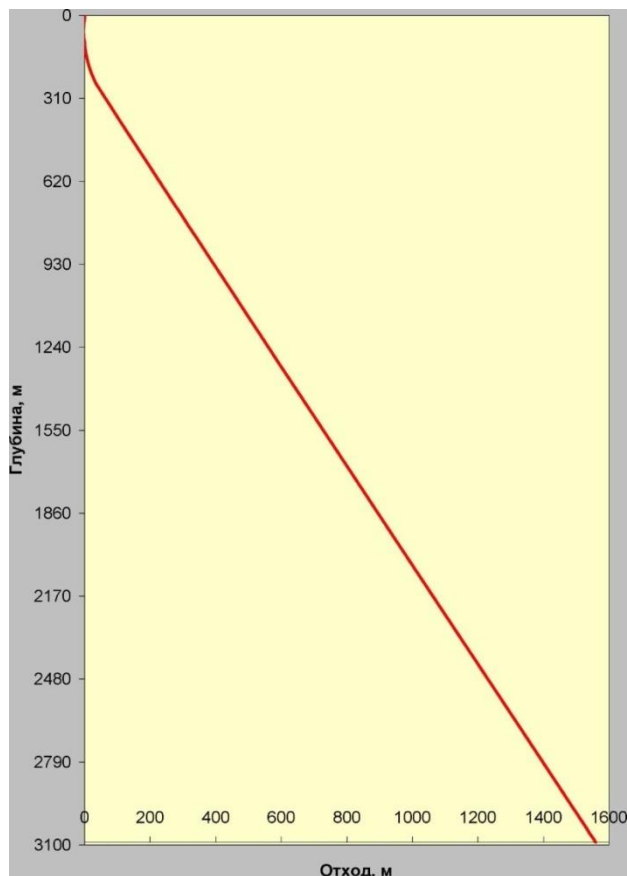


Рисунок 2.1.1 – Трехинтервальный профиль

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

К главным факторам, определяющим конструкцию забоя и её конкретный вид, относятся: тип коллектора и степень его однородности, степень устойчивости пород призабойной зоны.

Пласт считается устойчивым, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq 2[K(P_{горн}-P_{пл})+(P_{пл}-P_3)],$$

где $\mu=0,3$, так как пласт представлен песчаниками; $K=0,3/(1-0,3)=0,43$.

$$P_{горн}=690 \cdot 0,22+2396 \cdot 0,23=70,3 \text{ МПа}$$

$$P_{пл}=2618 \cdot 0,1+35 \cdot 0,101+433 \cdot 0,102 = 31 \text{ МПа}$$

$$P_3=\rho_{ж} \cdot g \cdot h_n=0,770 \cdot 9,81 \cdot 1028 = 7,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{сж} \geq 2[0,43(70,3 - 31) + (31 - 7,8)]= 80,2 \text{ МПа} \text{— расчетное значение}$$

Табличное значение радиальной нагрузки для песчаника: $\sigma_{сж}=30 \text{ МПа}$.

Неравенство не выполняется, следовательно, коллектор непрочный.

Вывод: коллектор поровый, непрочный, неоднородный. Необходимо использовать закрытый забой.

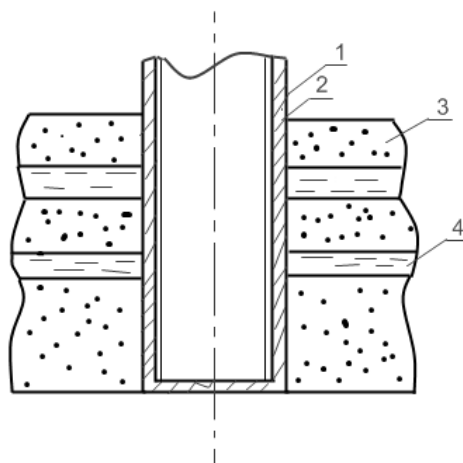


Рисунок 2.2.1 – Эксплуатационный забой 1- обсадная колонна; 2- цементный камень; 3- нефтяной пласт; 4- пропласток.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график пластового давления и давлений гидроразрыва

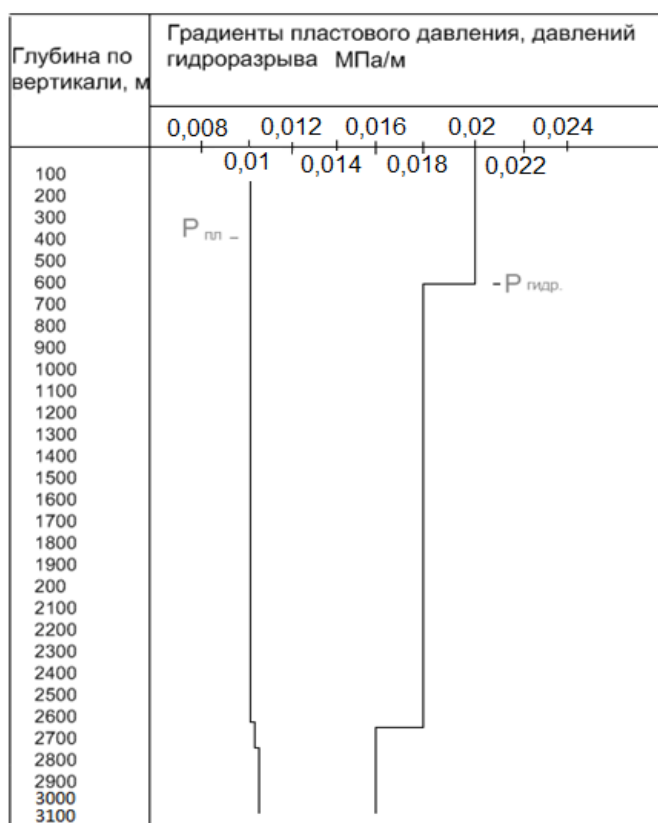


Рисунок 2.2.2.1 – Совмещенный график давлений.

2.2.3 Определения числа обсадных колонн и глубины их спуска

Кондуктор и эксплуатационная колонна, являются обязательными при любой конструкции скважины. Глубина спуска направления составляет 30метров.

Глубину спуска кондуктора H_k определяется по формуле:

$$H_k \geq \frac{31 - 0,01 \cdot 3086 \cdot 0,788}{0,018 - 0,01 \cdot 0,788} = 660 \text{ м}$$

Так как в интервале 0 – 1000 м ожидаются: интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихваты, проектируем спуск кондуктора на глубину 1010 м (1104 м по стволу).

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3086 метров по вертикали с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Таблица 2.2.4

Название колонны	Диаметр, мм		Интервал (по стволу), м	
	Колонна	Долота	Спуска	Цемент
Направление	323,9	393,7	0-30	0-30
Кондуктор	244,5	295,3	0-1104	0-1104
Эксплуатационная	168,3	215,9	0-3477	954-3477

Направление и кондуктор цементируется до устья. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, за устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а так же за башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 м и 500 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и диаметров долот осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважины.

Расчетный диаметр долота определяется по формуле(6):

$$D_d = d_m + 2\delta, \quad (6)$$

где d_m - диаметр соединительной муфты, мм.

D_d - расчётный диаметр долота, мм

2δ -разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.

Внутренний диаметр обсадной колонны рассчитывается по формуле(7):

$$d_{вн.к} = D_{д.н} + 2\Delta \quad (7)$$

где Δ - радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается $\Delta = 5-10$.

Бурение под эксплуатационную колонну. Диаметр эксплуатационной колонны принимается (исходя из ожидаемого дебита $Q = 180-200 \text{ т/сут}$) равный 168,3 мм.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.2.5.1.

Таблица 2.2.5.1

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал спуска, м	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	Максимальный наружный диаметр соединения, мм
1	Направление	0-30	393.7	323.9	351.0
2	Кондуктор	0-1104	295.3	244.5	269.9
3	Эксплуатационная	0-3477	215.9	168.3	187.7

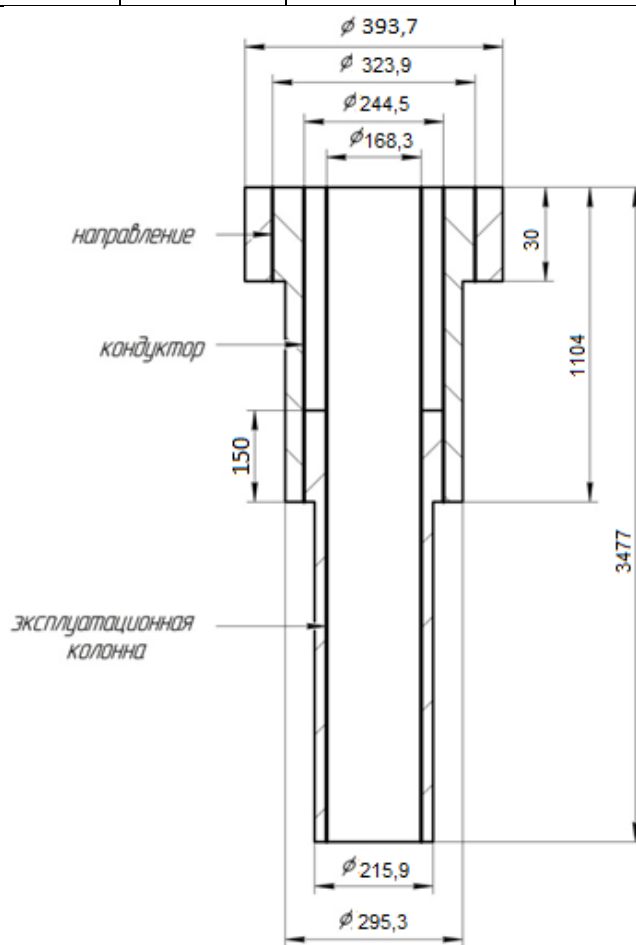


Рисунок 2.2.5.1 - Проектная конструкция скважины.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$ рассчитывается по формуле
 $P_{\text{му}} = 31 - 0,770 \cdot 9,8 \cdot 2980 = 8,5 \text{ МПа}$

Тип ПВО: ОП5-280/80×35; 280-диаметр проходного отверстия, мм; 80 – диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа. Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора

Тип колонной головки: ОКО 21-245х168 ХЛ;

2.3 Проектирование процесса углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

На основании исходных данных для проводки проектируемой скважины наиболее подходящими является бурение гидравлическим забойным двигателем.

Учитывая тот факт, что в Западной Сибири широко развито бурение гидравлическими забойными двигателями и в данной области накоплен не малый опыт, выбираем для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну гидравлический забойный двигатель.

Бурение под направление будет производиться роторным способом.

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Под направление выбирается долото III 393,7 С-ЦВ (ОАО «Волгабурмаш») Долото предназначено для бурения пород средней твердости с пропластками абразивных.

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании ООО НПО «Буринтех» БИТ 295,3 ВТ 419 У. Долото предназначено для бурения в мягких и средних малоабразивных породах категории I-IV с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами наивысшей абразивостойкости.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании ООО НПО «Буринтех» БИТ 215,9 ВТ 616 У. Долото предназначено для бурения в средних и твердых малоабразивных породах категории II-VI с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами наивысшей абразивостойкости.

Применяемые долото для бурения скважины представлены в таблице 2.3.2.1

Таблица 2.3.2.1

Интервал, м (по стволу)	Типоразмер долота
0 – 30 30 – 1104 1104 – 3477	III 393,7 С-ЦВ БИТ 295,3 ВТ 419 У БИТ 215,9 ВТ 616 У

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Таблица 2.3.3.1

Осевые нагрузки, т	III 393,7 С-ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 419 У	БИТ 215,9 ВТ 616У
G ₁	2,95	4,2	4,4
G ₂	15,8	2,95	2,6
G ₃	37,6	9,6	8

Проанализировав таблицу в соответствии с рекомендациями по выбору осевой нагрузки, а также, руководствуясь опытом сооружения скважин на данном месторождении, выбираются значения осевой нагрузки и сводятся в таблицу – Значение осевой нагрузки по интервалам бурения

Таблица 2.3.3.2

Интервал бурения (по стволу), м	Осевая нагрузка, т
0-30	3
30-1104	4,2
1104-3477	5

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Таблица 2.3.4.1 – Результаты расчета вращения долота

Долото	III 393,7 С-ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 419 У	БИТ 215,9 ВТ 616 У
Частота вращения, об/мин N ₁	144	65	88
N ₂	250	-	-
N ₃	669	-	-

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле (17):

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) D_{\partial}, \quad (17)$$

На основании полученных значений и опираясь на опыт бурения скважин на Майском месторождении: для бурения под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДР1-240, для бурения под эксплуатационную колонну ДРУ-195,

для вскрытия продуктивного пласта используем винтовой забойный двигатель ДРУ-195.

Выбранные забойные двигатели для каждого интервала сводятся в таблицу 2.3.5.1

Таблица 2.3.5.1

Интервал, м	Забойные двигатели
30-1104	ДР1 - 240
1104-2295	ДРУ - 195
2295-3086	ДРУ - 195

Технические характеристики выбранных забойных двигателей

Таблица 2.3.5.2

Характеристика	ДР1-240	ДРУ-195
Наружный диаметр корпуса, м	0,240	0,195
Длина в сборе, мм	7 738	6840
Расход бурового раствора, л/сек	30-50	25-35
Момент силы на выходном валу, кН·м	11,0-15,0	8,5-11,5
Перепад давления, МПа	12	11
КПД турбины, %	49	45
Масса, кг	1 960	1 135

2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 2.3.6-2.3.7.

Таблица 2.12 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 178-71 Д	178	80	14216
2	УБТ165-71Д	165	8	1240
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127*9,19	127	250	8000
2	ТБД16Т 147-11	147	3140	100480

Таблица 2.3.7. – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Расчет на наружное избыточное давление					
Рн, кгс/мм2		3,41		Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)	
Ркр, кгс/мм2	39,2	Да		Нет	
Ркр/ Рн	1,09				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γбр, гс/см3	γст, гс/см3	QB, кгс
1	26,2	30	1,14	7,85	2307
Σ					
QКНБК, кгс		7708		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)	
K		1,15			
ΔР, кгс	0,55	Да		Нет	
Fk, мм2	9263				
от, кгс/мм2	10,1				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γбр, гс/см3	γст, гс/см3	QB, кгс
1	26,2	3447	1,14	7,85	20466,13
	E, кгс/мм2	l, м4	S, м	Dз, мм	D, мм
	2,1*10^6	594,2	12	152	127
Ψ+ / Ψ-	0,25		Qр, кгс	32248,5	
α	1,3		Мimax	415,986	
μ	0,25		W, см3	935,7	
R, м	1229,92		[σ], кгс/мм2	27,14	
QK, кгс	17864,25		σэ, кгс/мм2	50	
σр, кгс/мм2	10.1				
Выполняется условие σэ > [σ]				Да	Нет
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	γбр, гс/см3	γст, гс/см3	QB, кгс
1	26,2	2730	1,14	7,85	61138,8
Σ					
Q'тк, кгс	140800	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4830,8	
QКНБК, кгс	2609,6				
n	1,45				
qm, кгс/м	26,2				
Kт	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3140	
n	1,45				
Fk, мм2	9263				
от, кгс/мм2	50				

Таблица 2.3.8 – Проектирование КНБК по интервалам бурения.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длин а, м	Назначение
	от	до				
1	0 - 30	III 393,7 С – ЦВ	172	0,47	Бурение вертикальн ого участка под направлени е, проработка ствола перед спуском направлени я	
		Переводник М-201/М-171	60	0,5		
		УБТ 203-76 Д	4192	9.5		
		Переводник Н-171 / М-133	60	0,5		
		ТБПК 127-9Д	674	18,66		
Σ			4387	30		
2	30 - 1104	БИТ 295,3 ВТ 419 У	38	0,30	Бурение наклонного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора	
		ДР1 – 240	1960	7,7		
		ПП М-147/Н-152	65	0,4		
		ЗТС СИБ-2	684	9.2		
		УБТ 178-71 Д	8802	54		
		ПП МЗ-133/НЗ-147	82	0,5		
		ТБПК 127-9Д	29682	1031.9		
Σ			41523	1104		
3	1104 - 3477	БИТ 215,9 ВТ 616 У	30	0,25	Бурение наклонного участка под эксплуатац ионную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатац ионной колонны	
		КЛС-215 СТ	458	1,3		
		ДРУ-195	954	7,7		
		ПП Н-152/ М-133	39	0,391		
		НУБТ 172 +FS-172 (ЗТС)	1464	10,4		
		ПП Н-133/ М-152	39	0,391		
		УБТ 178-71,4	14216	80		
		ПП Н-133/ М-122	35	0.35		
		УБТ-165 Д ТУ	1240	8		
		ПП Н-122/М-133	35	0.35		
		ТБПК 127*9,19	8000	250		
		ПП Н-133/М-147	37	0.37		
		ТБД16Т 147-11	100480	3140		
		ПП Н-33/М-133	37	0.37		
Σ			140885	3477		

Таблица 2.3.6.1 – Конструкция буровой колонны в интервале

№ п/п	Тип трубы	Диаметр, мм	Длина секции, м
1	УБТ178-71Д	178	80
2	УБТ165-71Д	165	8
3	ТБПК 127-9Д	127	250
4	ТБД16Т 147-11	147	3140

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются исходя из их геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

Литологический разрез скважины представлен в основном песками, глинами, супесями, аргиллитами, алевролитами. Максимальная забойная температура 100°C. В скважине возможны следующие виды осложнений: осыпи, обвалы, прихваты инструмента, водопроявления, поглощение бурового раствора.

Опыт бурения на Калиновом месторождении (как с технологической, так и с экономической точки зрения) показал высокую эффективность от применения полимерглинистого бурового раствора. Данный буровой раствор по сравнению с растворами на нефтяной основе достаточно дешевы, экологически и пожаробезопасен.

Таблица 2.3.7.1 – Химические реагенты

Реагенты	Основные назначения	шифр
Порошок бентонитовый	Приготовление глинистого раствора	ПМБА
Карбоксилметил-целлюлоза	Регулирование фильтрационных свойств глинистого раствора	КМЦ-600
Нитрилотриметилфосфонова я кислота	Регулирование вязкостных, структурных свойств глинистого раствора	НТФ
Смазочная добавка на основе Растительных жиров	Регулирование смазочных свойств глинистого раствора	ФК-2000 Плюс
Графит	Повышение смазочных, противоприхватных свойств бурового раствора	-
Кальцинированная сода	Регулирование pH, связывание ионов $\text{Ca}^{++}\text{Mg}^{++}$	Na_2CO_3
Натрий двууглекислый	Удаление из бурового раствора ионов Ca и Mg диспергатор глин, регулирование pH раствора	Пищевая сода NaHCO_3
Высокомолекулярный акриловый полимер	Регулирование фильтрационных и смазочных свойств глинистого раствора	Сайпан
Феррохромлигносульфонат	Снижение вязкости и статического напряжения сдвига пресных и минеральных растворов, фильтрации минерализованных растворов, ингибирование гидротации глинистых растворов	ФХЛС

Продолжение таблицы 2.3.7.1

Пенегаситель	Пенегаситель для подавления пенообразования в буровых и тампонажных растворах	ПЭС-1
сульфат алюминия технический очищенный	Коагуляция твердых частиц в процессе очистки в блоке химического усиления центрифуги	Al ₂ (SO ₄) ₃
Полиакриламид технический	Флокуляция твердых частиц в процессе очистки в блоке химического усиления центрифуги	АК-631
Высокомолекулярный акриловый полимер	Флокуляция выбуренной породы, регулирование смазочных свойств гл.раствора	Сайдрилл

Исходя из расчетных данных, принимаются следующие параметры бурового раствора по интервалам бурения. Данные сведены в таблице 2.3.7.2

Таблица 2.3.7.2 – Параметры бурового раствора

Интервал, м		Плотность	СНС, дПа		УВ, с	Фильтрация, см ³ /30мин	рН	П, %
от	до		за 1 мин	за 10 мин				
0	1010	1,12	10,7	31	23,5	7-8	7-8	1
1010	2653	1,12	6,4	17	23,5	5-6	7-8	1
2653	3086	1,10	10	35	23,1	4-5	7-8	1

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для каждого диаметра ствола скважины выполняются следующие расчеты расхода промывочной жидкости: по удельному расходу на единицу диаметра забоя, рекомендуемой скорости восходящего потока в кольцевом пространстве скважины, по условиям не допущения прихватов, размыва и гидроразрыва стенок в целом по скважине, обеспечению гидроманиторного эффекта [11, 20].

Механическая скорость бурения определяется нормативно, исходя из прочности пород. Для условий Западной Сибири ориентировочно можно принять следующие значения механической скорости бурения: в интервале до 600 м – $V_{\text{мех}} = 30-40$ м/час; в интервале 600-1600 м – $V_{\text{мех}} = 25-30$ м/час; в интервале 1600-2400 м – $V_{\text{мех}} = 15-20$ м/час; при больших глубинах – $V_{\text{мех}} = 10-15$ м/час [11].

Таблица 2.3.8.1 - данные для расчета расхода по интервалам бурения

Параметр	Направление	Кондуктор	ЭК
$S_{\text{max}}, \text{м}^2$	0,14	0,07	0,03
$V_{\text{кр}}, \text{м/с}$	0,3	0,2	0,15

Продолжение таблицы 2.3.8.1

$V_M, \text{ м/с}$	0,01	0,008	0,005
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	2	2,1	2,1
$\rho_{бр}, \text{ г/см}^3$	1,12	1,12	1,2-1,4
$S_{зАБ}, \text{ м}^2$	0,12	0,06	0,03
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,02		

В таблице 2.3.8.2 сведены все данные расчетов для построения областей допустимого расхода бурового раствора.

Таблица 2.3.8.2 – Расчетные значения расхода бурового раствора

Значение расхода	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
$Q_1, \text{ м}^3/\text{с}$	0,079	0,044	0,023
$Q_2, \text{ м}^3/\text{с}$	0,047	0,016	0,005
$Q_3, \text{ м}^3/\text{с}$	0,144	0,054	0,027
$Q_4, \text{ м}^3/\text{с}$	0,07	0,035	0,01
$Q_5, \text{ м}^3/\text{с}$	0,035	0,026	0,017
$Q_6, \text{ м}^3/\text{с}$	0,051-0,083	0,033-0,049	0,012-0,032

При составлении гидравлической программы предполагается [2]:

- исключить флюидопроявления из пласта и поглощения бурового раствора;
- предотвратить размыв стенок скважины и диспергирование транспортируемого шлама;
- обеспечить очистку забоя и вынос шлама из кольцевого пространства скважины;
- рационально использовать гидравлическую мощность насосной установки;
- исключить аварийные ситуации при остановках циркуляции и пуске буровых насосов.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.17, а в таблице 2.18 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.3.8.3 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины.

Н (по стволу), м	$d_d, \text{ м}$	К	$P_{пл}, \text{ МПа}$	$P_{гд}, \text{ МПа}$	$\rho_p, \text{ кг/м}^3$
3477	0,2159	1,25	23	42	2100

Продолжение таблицы 2.3.8.3

Q, м³/с	Тип бурового насоса	Vм, м/с	ηп, Па·с	τт, Па	ρпж, кг/м³
0,079	УНБ-600А	0,01	0,009	20	1140
0,044		0,008	0,009	20	1140
0,023		0,005	0,007	10	1100
КНБК					
Элемент	dн, м	L, м			dв, м
УБТ 178-71Д	0,178	9.5	54	80	0,0714
УБТ 165-71Д	0,165	0	0	8	0,071
ТБПК 127-9Д	0,127	18.66	0	250	0,109
ТБД 147-11	0,147	0	1034	3140	0,125

Таблица 2.18 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	ΔРкп	ΔРмк
УБТ 178-71Д	109184,26	16731,48	911,84	0,024	-
УБТ 165-71Д	73295,25	1492,87	510,22	-	-
ТБД 147-11	52962,66	10146,81	416,55	-	-
ТБПК 127-9Д	193918,07	20712,61	220,9	1,23	0,8
ДРУ 195	109184,26	16731,48	911,84	0,007	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔР _т	
УБТ 178-71Д	31324,53	174097,7	0,0282	0,22	
УБТ 165-71Д	37657	102193,9	0,0277	0,011	
ТБД 147-11	37505,76	70486,61	0,0295	0,078	
ТБПК 127-9Д	20020,84	10191,08	0,0342	0,07	

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется 1 буровой насос УНБ 600А (диаметр втулок 180 мм), производительность 42 л/с(при 65 дв.х.н). 2-ой буровой насос находится в резерве.

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Данным проектом отбор керна не предусматривается.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчёт обсадных колонн

Исходные данные для расчета действующих нагрузок:

- Глубина спуска эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм: 3477 м;
- Интервал цементированная 886 – 3477 м;
- Плотность продажной жидкости 1000 кг/м³ (техническая вода);
- Плотность буферной жидкости 1000 кг/м³;
- Плотность бурового раствора 1100 кг/м³;
- Плотность нефти 0,770 кг/м³;
- Плотность пластовой воды 1000 кг/м³.

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое P_H (наружное давление) и действует давление внутри колонны P_B (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{НИ}$. В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{НИ} = P_H - P_B$; $P_{НИ} \Rightarrow \max$. Имеются три таких случая.

1й случай: При цементировании в конце продавки ТС при снятом на устье давлении

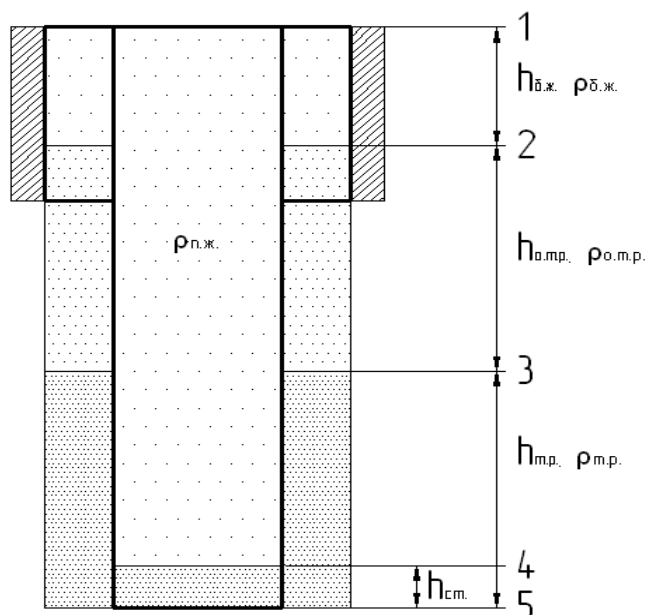


Рисунок 2.4.1.1.1 – Конец продавки

Исходные данные:

$$\rho_{б.ж.} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_{о.т.р.} = 1400 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_{т.р.} = 1850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_{п.ж.} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, h_{б.ж.} = 886 \text{ м}$$
$$h_{о.т.р.} = 2414 \text{ м}, h_{т.р.} = 177 \text{ м}, h_{ст.} = 30 \text{ м}$$

Таблица 2.4.1.1.1 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	2930	3056	3086
Наружное избыточное давление, МПа	0	0	9,47	10,9	10,9

2й случай: В конце эксплуатации

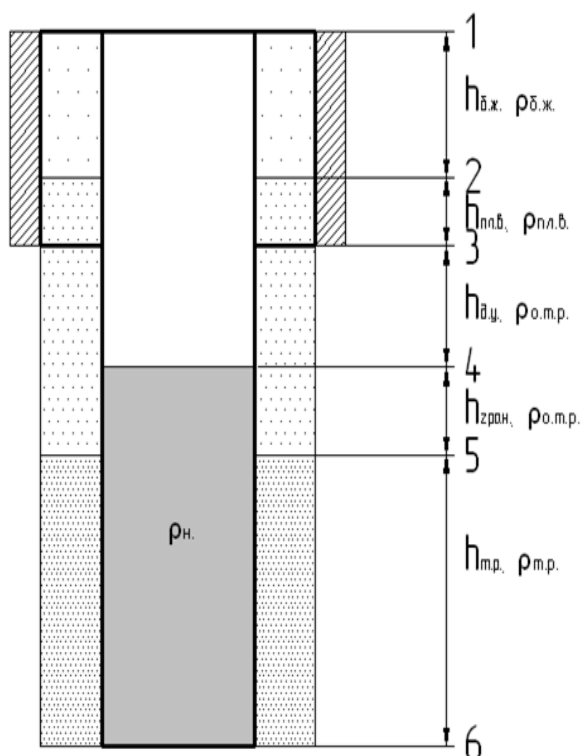


Рисунок 2.4.1.1.2 – Конец эксплуатации

Исходные данные:

$$\rho_{б.ж} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_{о.т.р} = 1400 * (1 - \kappa) \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_{т.р} = 1850 * (1 - \kappa) \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\rho_{пл.в} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_n = 770 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, h_{б.ж} = 886 \text{ м}, h_{пл.в} = 340 \text{ м}, h_{о.т.р} = 2074 \text{ м}$$

$$h_1 = 91 \text{ м}, h_2 = 958 \text{ м}, h_n = 1135 \text{ м}$$

Номер точки	1	2	3	4	5	6
Глубина расположения точки, м	0	800	1100	1200	2044	3086
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,9	12	13,8	23,2	27,2

Таблица 2.4.1.1.2 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Эюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.4.1.3

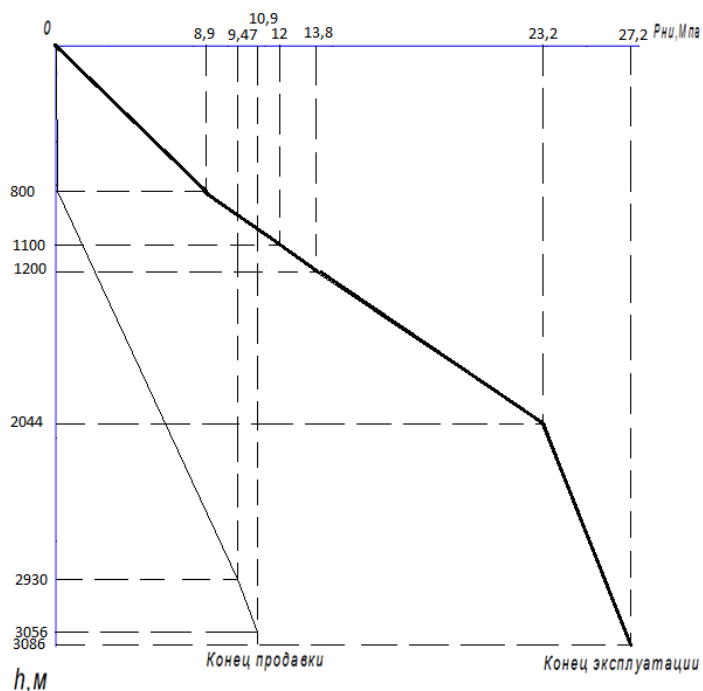


Рисунок 2.4.1.3 – Обобщённый график по точкам с наибольшими значениями $P_{ни}$

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

1й случай: Конец продавки тампонажного раствора

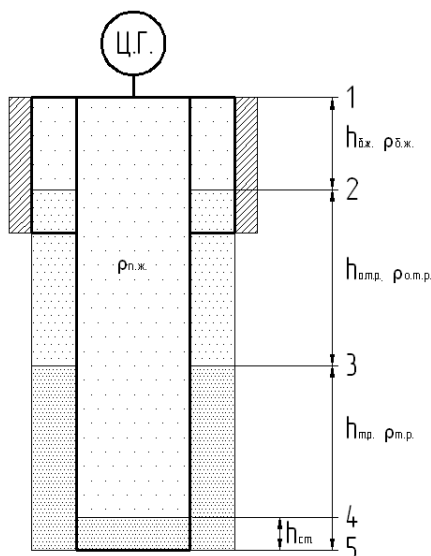


Рисунок 2.4.1.2.1 - Конец продавки тампонажного раствора

На рисунке 2.4.1.2.1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке

достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементирующей головке $P_{це}$ составляет 23 МПа.

В таблице 2.4.1.2.1 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 2.4.1.2.1 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

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

2й случай: Опрессовка колонны

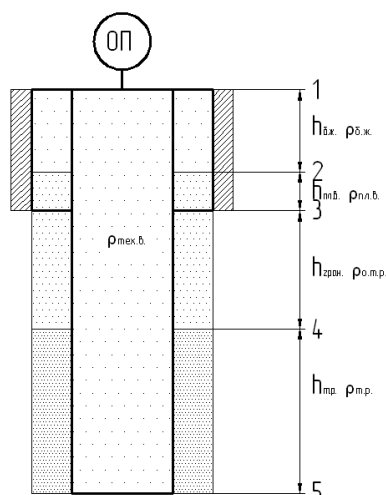


Рисунок 2.4.1.2.2 – Опресовка эксплуатационной колоны

На рисунке 2.4.1.2.2 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности). Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 12 МПа.

В таблице 2.4.1.2.2 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.4.1.2.2 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Номер точки	1	2	3	4	5	6
Глубина расположения точки, м	0	800	1100	2930	3056	-
Наружное избыточное давление, МПа	11,5	11,5	11,5	10,5	9,8	-

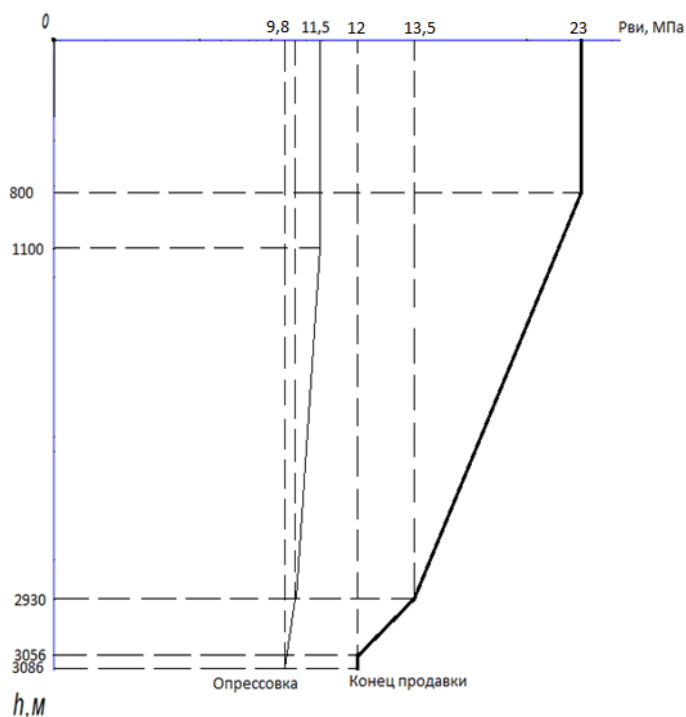


Рисунок 2.4.1.2.3 - Обобщённый график по точкам с наибольшими значениями $P_{ви}$

2.4.1.3 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.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.4.1.3.1.

Таблица 2.4.1.3.1– Данные о параметрах секций обсадной колонны

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

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проектирование процесса цементирования начинаем с выбора состава и определения свойств трех жидкостей используемых при цементировании – буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости. При определении

плотности облегчённого тампонажного раствора должно быть выполнено условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (2.151):

$$P_{ГСКП} + P_{ГДКП} \leq 0,95P_{ПГ} \quad \text{или} \quad P_{ГСКП} + P_{ГДКП} \leq 0,95P_{ГР} \quad (2.151)$$

$$P_{ГР} = \sum (\gamma_{гpi} \cdot H_i)$$

$$P_{ГР} = 580 \cdot 0,2 + 0,18(2618 - 580) + 0,16(3086 - 2618) = 55,77 \text{ МПа};$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве определяется по формуле (2.152):

$$P_{ГДКП} = (\lambda \cdot \rho_{срвз} \cdot v_{кп}^2 \cdot L \cdot 10^{-6}) / 2(D_{СКВ} \cdot k^{0,5} - d_H), \quad (2.152)$$

$L = 3477 \text{ м}$ – длина ствола;

$D_{СКВ} = 0,2159 \text{ м}$ – диаметр ствола скважины;

$k = 1,25$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности;

d_H – наружный диаметр обсадной колонны, $= 0,1683 \text{ м}$.

Выражается из формулы (2.152) максимально возможная $\rho_{срвз}$, при которой не будет гидроразрыва пласта:

$$\rho_{срвз} = 0,95 P_{ГР} 2(D_{СКВ} \cdot k^{0,5} - d_H) / (\lambda \cdot v_{кп}^2 \cdot L \cdot 10^{-6} + 2gHD_{СКВ}k^{0,5} - 2gHd_H) = 0,95 \cdot 55,77 \cdot 2 \cdot (0,2159 \cdot 1,25^{0,5} - 0,1683) / (0,035 \cdot 0,4^2 \cdot 3477 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 9,81 \cdot 3086 \cdot 0,2159 \cdot 1,25^{0,5} - 2 \cdot 9,81 \cdot 3086 \cdot 0,1683) = 1750,1 \text{ кг/м}^3.$$

Зная $\rho_{срвз}$ найдём предельно допустимую плотность облегчённого тампонажного раствора $\rho_{тробл}$ по формуле (2.153):

$$\rho_{тробл} = [\rho_{срвз} \cdot H - (\rho_{бж} \cdot h_{бж} + \rho_{тр} \cdot h_{тр} + \rho_{бр} \cdot h_{бр})] / h_{тробл}, \quad (2.153)$$

$h_{бж}$ – длина интервала, занимаемого буферной жидкостью, $h_{бж} = 886 \text{ м}$;

$\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, $\rho_{бр} = 1100 \text{ кг/м}^3$;

$h_{бр}$ – длина интервала, занимаемого буровым раствором, $h_{бр} = 200 \text{ м}$;

$\rho_{тр}$ – плотность тампонажного раствора нормальной плотности, $\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$;

$h_{тр}$ – длина интервала, занимаемого тампонажным раствором нормальной плотности, $h_{тр} = 177 \text{ м}$;

$h_{тробл}$ – длина интервала, занимаемого облегчённым тампонажным раствором, $h_{тробл} = 2414 \text{ м}$;

$$\rho_{тробл} = (1750,09 \cdot 3477 - (1000 \cdot 954 + 1850 \cdot 177 + 1100 \cdot 200)) / 2414 = 2018 \text{ кг/м}^3.$$

Учитывая температуры на интервалах цементировании и полученные расчётные данные выбираем для цементировании скважины цементы: 1. ПЦТ I-100: В/Ц=0,44; $\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$ 2. ПЦТ II об 5-100: В/Ц=1; $\rho_{тробл} = 1400 \text{ кг/м}^3$

В таблице 32 представлены плотности тампонажных растворов по интервалам цементировании эксплуатационной колонны.

Таблица 2.4.2.1.1 – Плотность тампонажных растворов по интервалам

Плотность тампонажного раствора, кг/м ³	Интервал (по стволу), м
1400	954-2909
1850	2909-3477

2.4.2.2 Расчет объемом буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Буферная жидкость служит для разделения тампонажной смеси от глинистого раствора, находящегося в скважине изкачивается в обсадную колонну перед тампонажной смесью. Кроме того, при движении в затрубном пространстве впереди тампонажной смеси столб буферной жидкости очищает стенки скважины от глинистой корки, что способствует повышению качества цементирования.

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства и определяется как произведение по формуле (2.166):

$$V_{БЖ} = S_K v_{ВП} t, \quad (2.166)$$

где: $S_K = \pi(D_{СКВ}^2 - d_n^2)/4$ – площадь затрубного пространства;

$$S_K = 3,14 \cdot (0,2159^2 \cdot 1,25 - 0,1683^2)/4 = 0,0235 \text{ м}^2;$$

$v_{ВП}$ – скорость восходящего потока, =1,8 м/с;

t - время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480÷600 с при турбулентном течении и 600÷900 при ламинарном и течении) = 500с;

$$V_{БЖ} = S_K \cdot v_{ВП} \cdot t = 0,0235 \cdot 1,8 \cdot 500 = 21,15 \text{ м}^3.$$

Определяем высоту столба буферной жидкости в кольцевом пространстве:

$$h_{БЖ} = V_{БЖ}/S_K = 21,15/0,0235 = 900 \text{ м}.$$

При определении объема буферной жидкости с плотностью меньше плотности бурового раствора при вскрытых нефтегазовых пластах следует также учитывать возможность газонефтепроявления за счёт снижения забойного давления во время продавки этой жидкости в заколонное пространство. В этом случае допускается снижение репрессии на пласт до 2,5 %. Исходя из этого допущения, получена формула (2.167), определяющая максимально допустимый объем буферной жидкости $V_{БЖ}$ в м³:

$$V_{БЖ} = \frac{0,5 \cdot \Delta P \cdot S_K}{\cos \alpha \cdot (\rho_{БР} - \rho_{БЖ}) \cdot g} \quad (2.167)$$

где: $\rho_{бр}$ и $\rho_{бж}$ – плотности бурового раствора и буферной жидкости, = 1100 и 1000 кг/м³ соответственно;

ΔP – величина репрессии в соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, Па;

$$\Delta P = 0,05 \cdot P_{пл} = 0,05 \cdot 31 \cdot 10^6 = 1550000 \text{ Па};$$

S_k – площадь сечения затрубного пространства, = 0,0235 м²;

α – средневзвешенный зенитный угол в интервале расположения буферной жидкости после её полного выхода из под башмака цементируемой колонны, град;

g – ускорение свободного падения ;

$$V_{БЖ} = 0,5 \cdot 1550000 \cdot 0,0235 / (\cos 0 \cdot (1100 - 1000) \cdot 9,81) = 18,6 \text{ м}^3.$$

Принимаем $V_{БЖ} = 18,6 \text{ м}^3$.

Исходя из геологических условий выбираем буферную жидкость на основе МБП-М-100, для приготовления которой на 1 м³ технической воды добавляется 0,5% смеси полифосфатов и 0,5% смеси неонола АФ-12 или АФ-25. $V_{БЖ} = 17 \text{ м}^3$, следовательно:

$$m(\text{полифосфатов}) = 5 \text{ кг/м}^3 \cdot 18,6 \text{ м}^3 = 93 \text{ кг};$$

$$m(\text{неонола}) = 5 \text{ кг/м}^3 \cdot 18,6 \text{ м}^3 = 93 \text{ кг}.$$

Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м³) 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 определяется по формуле (2.154):

(2.154)

$$V_{ТР} = \pi [(D_{СКВ}^2 K - D_{ОК}^2)(L - H_K) + (d_{КОН}^2 - D_{ОК}^2)H_{ЦК} + d_{НОК}^2 h_{СТ}] / 4$$

$D_{СКВ}$ = 0,2159 м – диаметр скважины;

$D_{ОК}$ = 0,1683 м – наружный диаметр обсадной колонны;

$d_{КОН}$ = 0,2267 м (толщина стенки 8,9 мм) – внутренний диаметр кондуктора;

$d_{НОК}$ = 0,1505 м (толщина стенки первой секции 8,0 мм) – внутренний диаметр низа обсадной колонны;

L = 3477 м – глубина скважины по стволу;

H_K = 1104 м – глубина спуска кондуктора по стволу;

$H_{ЦК}$ = 886 м – высота подъёма цементного раствора от башмака кондуктора по стволу;

$h_{СТ}$ = 30 м – высота цементного стакана в обсадной колонне (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца “Стоп”.

$H_{TP} = 568$ м – высота тампонажного раствора нормальной плотности.

Объем облегченного тампонажного раствора определяется по формуле (2.155):

$$V_{TP1} = \frac{\pi}{4} \left[(D_{CKK}^2 \cdot k - D_{OK}^2) \cdot (L - H_{TP} - H_K) + (d_{KOH}^2 - D_{OK}^2) \cdot H_{ЦК} \right] \cdot M^3 \quad (2.155)$$

$$V_{TP1} = \frac{3,14}{4} \left[(0,2159^2 \cdot 1,3 - 0,1683^2) \cdot (3477 - 568 - 1104) + (0,2267^2 - 0,1683^2) \cdot 886 \right] = 69 \text{ м}^3$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности определяется по формуле

$$(2.156): V_{TP2} = \frac{\pi}{4} \left[(D_{CKK}^2 \cdot k - D_{OK}^2) \cdot H_{TP} + d_{HOK}^2 \cdot h_{CT} \right] \cdot M^3 \quad (2.156)$$

$$V_{TP2} = \frac{3,14}{4} \left[(0,2159^2 \cdot 1,3 - 0,1683^2) \cdot 568 + 0,1505^2 \cdot 30 \right] = 4,5 \text{ м}^3$$

Общий объем тампонажного раствора составит $\Sigma V = 69 + 4,5 = 73,5 \text{ м}^3$

Продавочная жидкость служит для продавки тампонажной смеси из обсадной колонны в затрубное пространство. Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{ПР}$ выполняем по формуле (2.168):

$$V_{ПР} = k_{ПРП} [(d_{OK}^2 L - d_{HOK}^2 h_{CT}) / 4], \quad (2.168)$$

где: $k_{ПР}$ - коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (для глинистого раствора $k_{ПР} = 1,03 - 1,05$).

d_{OK} – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м:

$$d_{OK} = ((0,1683 - 2 \cdot 0,00106) \cdot 177 + (0,1683 - 2 \cdot 0,0089) \cdot 1056 + (0,1683 - 2 \cdot 0,008) \cdot 2244) / 3477 = 0,152 \text{ м};$$

$$V_{ПР} = 1,04 \cdot 3,14 \cdot (0,152^2 \cdot 3477 - 0,1505^2 \cdot 30) / 4 = 65 \text{ м}^3.$$

2.4.2.3 Определение необходимого количества компонентов тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водотвёрдого (водоцементного) отношения рекомендуемого поставщиком и оптимальной плотности цементного раствора, которая для бездобавочного цемента равна $1,85 \text{ г/см}^3$, а для облегченного выбирается из условия недопущения гидроразрыва наиболее слабого пласта ($\rho_{тробл} = 1400 \text{ кг/м}^3$).

По значениям $\rho_{ТР}$ (в г/см^3) и выбранного водотвёрдого отношения m ($m_{ТР} = 0,5$,

$m_{отр}=1$) предварительно определяется средняя плотность твердой фазы ρ_T . (в г/см³) тампонажного раствора по формуле (2.159):

$$\rho_T = \rho_{TP} / [1 - m (\rho_{TP} / \rho_{ж} - 1)], \quad (2.159)$$

$$\rho_{TP} = 1,85 / [1 - 0,5(1,85/1 - 1)] = 4,49 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{TPобл} = 1,4 / [1 - 1(1,4/1 - 1)] = 2,33 \text{ г/см}^3$$

Масса тампонажного материала G (в тоннах), необходимая для приготовления 1 м³ раствора определяется по формуле (2.161):

$$G = \rho_T (\rho_{TP} - \rho_{ж}) / (\rho_T - \rho_{ж}) \quad (2.161)$$

$$G_{TP} = 4,49(1,85 - 1) / (4,49 - 1) = 1,09 \text{ т};$$

$$G_{Обл} = 2,33(1,4 - 1) / (2,33 - 1) = 0,7 \text{ т};$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле (2.162):

$$G_{сух} = K_{ц} G_{VTP};$$

$$G_{сухотр} = 1,04 * 0,7 * 69 = 50,2 \text{ т}$$

Расход сухого тампонажного материала на 1 м³ воды затворения (в тоннах) определяется по формуле (2.163):

$$G_{1TP} = 4,49 * 0,5 = 2,24 \text{ т.}$$

$$G_{1ОТР} = 2,33 * 1 = 2,33 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле (2.164):

$$V_B = K_B G_{сух} / G_1, \quad (2.164)$$

$$V_{BTP} = 1,08 * 5,1 / 2,24 = 4,46 \text{ м}^3;$$

$$V_{БОТР} = 1,08 * 50,2 / 2,33 = 23,27 \text{ м}^3;$$

Полный объем воды V_B для затворения общей массы сухого облегченного и нормального тампонажных материалов определяется по формуле (2.165):

$$V_B = V_{BTP} + V_{БОТР}. \quad (2.165)$$

$$V_B = 4,46 + 23,27 = 27,73 \text{ м}^3.$$

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

$$\rho_{взКП} = (1850 \cdot 177 + 1400 \cdot 2414 + 1000 \cdot 686 + 1100 \cdot 200) / 3477 = 1323,7 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{срвзОК} = (1850 \cdot 30 + 1000 \cdot 3447) / 3477 = 1007 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta P_{ГС} = 0,001 \cdot (1,3237 - 1,007) \cdot 9,81 \cdot 3086 = 9,5 \text{ МПа.}$$

Q- производительность закачки раствора, л/с;

L- длина обсадной колонны, = 3477 м;

l - длина кондуктора, = 1226 м;

d_{OK}^i – внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

P_T^i – гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны, имеющих диаметры d_{OK}^i , МПа;

L^i – длина секций обсадной колонны, м;

$\rho_{СРВЗВ}$ – средневзвешенная плотность раствора в кондукторе в конце продавки тампонажной смеси, г/см³. Равна $\rho_{ТР}$ при цементировании колонны до устья;

$\rho_{ПР}$ – плотность продавочной жидкости, г/см³.

$\rho_{ТР(ср\ в\ необсаж\ части\ ствола)} = (1400 \cdot 2414 + 1850 \cdot 177) / (3477 - 1226) = 1646,8$ кг/м³;

$\rho_{СРВЗВ(в\ интервале\ кондуктора)} = (1100 \cdot 200 + 1000 \cdot 686 + 1400 \cdot 340) / 1226 = 1127,2$ кг/м³;

$$P_K = 8,11 \cdot 0,035 \cdot 10,1^2 \cdot [(1,6468 \cdot (3477 - 1226) / (((21,59 \cdot 1,3^{0,5} - 16,83)^3 \cdot (21,59 \cdot 1,3^{0,5} + 16,83)^2) + 1,1272 \cdot 1226 / ((22,67 - 16,83)^3 \cdot (22,67 + 16,83)^2))] = 0,132 \text{ МПа.}$$

$$P_T = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1 \cdot 10,01^2 \cdot ((177 / 15,05^5) + (1056 / 15,23^5) + (2244 / 15,37^5)) = 0,067 \text{ МПа.}$$

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в л/с) определяется по формуле (2.181): $Q = \pi(D_{СКВ}^2 \cdot k - D_{OK}^2) v / 4$, (2.181)

$$Q = 3,14 \cdot (0,2159^2 \cdot 1,3 - 0,1683^2) \cdot 0,4 / 4 = 10,1 \text{ л/с.}$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_3 (в МПа) определяется по формуле (2.182): $P_3 = P_{ГС} + P_K$, (2.182)

где $P_{ГС}$ – гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора, буферной жидкости и бурового растворов (в МПа):

$$P_{ГС} = 0,001 \cdot \rho_{СРВЗКП} \cdot g \cdot H, \quad (2.183)$$

$$P_{ГС} = 0,001 \cdot 1,3237 \cdot 9,81 \cdot 3477 = 45,1 \text{ МПа.}$$

$$P_3 = 45,1 + 0,132 = 45,23 \text{ МПа.}$$

$$P_{ЦГ} = 9,5 + 0,067 + 0,132 + 3 = 12,7 \text{ МПа.}$$

По вычисленным $P_{ЦГ}$ и P_3 проверяются условия:

$$P_{ЦГ} \leq 21,55 \text{ МПа;}$$

$$P_3 \leq 55,77 \cdot 0,95 = 53 \text{ МПа;}$$

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, то есть заданный режим по давлению обеспечится при использовании этого цементировочного агрегата.

В таблице 33 представлены параметры работы насоса агрегата ЦА-320А при диаметре втулки 127 мм.

Таблица 2.4.2.4.1.1 – Подача и давление цементировочного агрегата ЦА-320А

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

По расчетным значениям Q и $P_{\text{ЦА}}$ выбирают тип цементируемых агрегатов (ЦА), количество которых определяется из соотношения (2.184):

$$n = Q / q + 1, \quad (2.184)$$

где: q — производительность одного ЦА на второй скорости при давлении $P_{\text{ЦА}}$;
 1 – резервный агрегат.

$$n = 10,1 / 5,1 + 1 = 3$$

Принимаем $n = 3$ (2 основных агрегата и 1 резервный агрегат).

Теперь проверяется, достаточно ли суммарного объема мерных баков цементируемых агрегатов $V_{\text{МБ}}$ (в м^3) для воды затворения тампонажной смеси определяется по формуле (2.185):

$$V_{\text{МБ}} = 6,6 \cdot n \geq V_{\text{В}}, \quad (2.185)$$

где $V_{\text{В}}$ – объем воды затворения, м^3 ;

$V_{\text{М.Б.}}$ – объем мерных баков цементируемых агрегатов, $V_{\text{М.Б.}} = 6,6 \text{ м}^3$.

$$V_{\text{МБ}} = 6,6 \cdot 2 = 13,2 \text{ м}^3 < V_{\text{В}} = 27,73 \text{ м}^3.$$

Условие (2.182) не выполняется, но есть возможность доливать мерные баки в процессе цементирования, поэтому количество цементируемых агрегатов не увеличиваем.

Приготовление тампонажных растворов для изоляции продуктивных горизонтов должно производиться в отдельной осреднительной емкости с целью получения однородной смеси и качественного разобщения пластов. Рассчитаем дополнительное количество цементируемых агрегатов, которые будут качать тампонажный раствор в эту ёмкость.

Т.к. используется осреднительная ёмкость, в дополнение к проведённому выше расчёту, определяется необходимое количество цементируемых агрегатов для перекачки тампонажного раствора от цементосмесительных машин в ёмкость. Расчёт ведется с учётом того, что цементирующие насосы ЦА можно использовать в режиме максимальной подачи с минимальным развиваемым давлением. При этом водоподающие насосы этих цементируемых агрегатов и их мерные ёмкости можно

применить для затворения тампонажной смеси.

Определим суммарную подачу 2 насосов, работающих на скважину:

$$Q_{\text{MAX}} = q_5 \cdot n = 23,0 \cdot 2 = 46,0 \text{ л/с}$$

Для обеспечения $Q_{\text{MAX}} = 46 \text{ л/с}$ при продавке тампонажного раствора в скважину необходимо иметь запас по суммарной производительности агрегатов работающих на осреднительную ёмкость. На основании изложенного проектируется 3 дополнительных цементируемых агрегата. Определяется подача этих агрегатов:

$$Q_{\text{ДОП}} = 3 \cdot 23 = 69 \text{ л/с.}$$

$Q_{\text{ДОП}}$ - суммарная подача насосов на осреднительную ёмкость, л/с;

Определяется коэффициент запаса по производительности агрегатов работающих на осреднительную ёмкость:

$$k_{\text{оср.ёмк.}} = Q_{\text{ДОП}} / Q_{\text{MAX}} = 69 / 46 = 1,5.$$

Общее количество агрегатов, участвующих в цементировании скважины равно 5+ 1 резервный агрегат.

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

Требуемое количество цементосмесительных машин m определяется по формуле (2.186):

$$m = Q_V / q_{\text{CM}} \quad (2.186)$$

где q_{CM} - производительность одной цементосмесительной машины, = 27 л/с.

$Q_V = 69 \text{ л/с}$ - подача на 5-ой передаче 3х цементируемых агрегатов.

$$m = 69 / 27 = 2,5 \Rightarrow 3$$

Требуемое количество цементосмесительных машин принимаем равным 2.

Проверяем, достаточно ли суммарной массы тампонажной смеси в бункерах цементосмесительных машин G (в тоннах) для цементирования колонны по формуле (2.187):

$$G = m \cdot G_B \geq G_{\text{СУХ}} \quad (2.187)$$

$$G = 3 \cdot 18 = 54 \text{ т}$$

где $G_{\text{СУХ}}$ - требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала,

$$G_{\text{СУХтр}} = 5,1 \text{ т}$$

$$G_{\text{СУХотр}} = 39,8 \text{ т}$$

$$m_{\text{тр}} = 5,1 / 18 = 1$$

$$m_{\text{отр}} = 39,8 / 18 = 3$$

Принимается количество цементосмесительных машин равное 4: 1 для тампонажного цемента нормальной плотности и 3 для облегченного.

Таблица 2.4.2.4.1.2 – Режимы работы цементируемых агрегатов

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

Вычисляем общее время заправки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цсм}}$ в минутах, по формуле (2.204):

$$t_{\text{цсм}} = 16,7 \sum V_i / (q_i (n-1)) + 16,7 V_{\parallel} / q_{\parallel}; \quad (2.204)$$

где q_i – производительность одного цементируемого агрегата на i -ой передаче, л/с;

n – число цементируемых агрегатов;

V_i – объёмы, откаченные всеми задействованными цементируемыми агрегатами на i -ой передаче, м³.

$q_{\parallel}$ – производительность одного цементируемого агрегата на второй передаче до момента посадки цементируемой пробки на стоп, л/с;

$V_{\parallel}$ – объём, откачиваемый одним цементируемым агрегатом до посадки цементируемой пробки на стоп-кольцо, равный $V_{\parallel} = 1,0 \div 1,5$ м³.

$$t_{\text{цсм}} = 16,7(53,7 / 46 + 8,1 / 30,2 + 4,8 / 19,6 + 7,65 / 10,2) + 16,7 * 1 / 5,1 = 44 \text{ мин.}$$

Затем определяем время цементирования скважины $t_{\text{ц}}$ (в мин) по формуле (2.205):

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{цсм}} + 15 \text{ мин}; \quad (2.205)$$

где $t_{\text{цсм}}$ – затраты времени на закачивание тампонажного раствора и его продавку, мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала “Стоп”;

$$t_{\text{ц}} = 44 + 15 = 59 \text{ мин.}$$

По вычисленному значению $t_{\text{ц}}$ проверяется условие (2.206):

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{цсм}} + 15 \text{ мин} \leq 0,75 t_{\text{заг}}, \quad (2.206)$$

$$59 < 120 * 0,75 = 90$$

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

Рассчитывается также число агрегатов, задействованных в заправке буферной жидкости, по формуле (2.207):

$$n_{\text{БЖ}} = V_{\text{БЖ}} / V_{\text{МБ}}, \quad (2.207)$$

где: $V_{\text{БЖ}}$ – объём буферной жидкости, м³;

$V_{\text{МБ}}$ – объём мерных баков, м³.

$$n_{\text{БЖ}} = 18,6 / 6,6 = 2,51.$$

Принимается $n_{\text{БЖ}}=3$,

Время закачки буферной жидкости $t_{БЖ}$ определяем по формуле (2.208):

$$t_{БЖ} = 16,7 * V_{БЖ} / (q_{МАХ} n_{БЖ}), \quad (2.208)$$

где: $V_{БЖ}$ – объём буферной жидкости, m^3 ;

$q_{МАХ}$ – производительность закачки раствора в обсадную колонну одним цементировочным агрегатом в режиме ускоренной закачки, л/с.

$$t_{БЖ} = 16,7 * 18,6 / (23 * 3) = 4,5 \text{ мин.}$$

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.

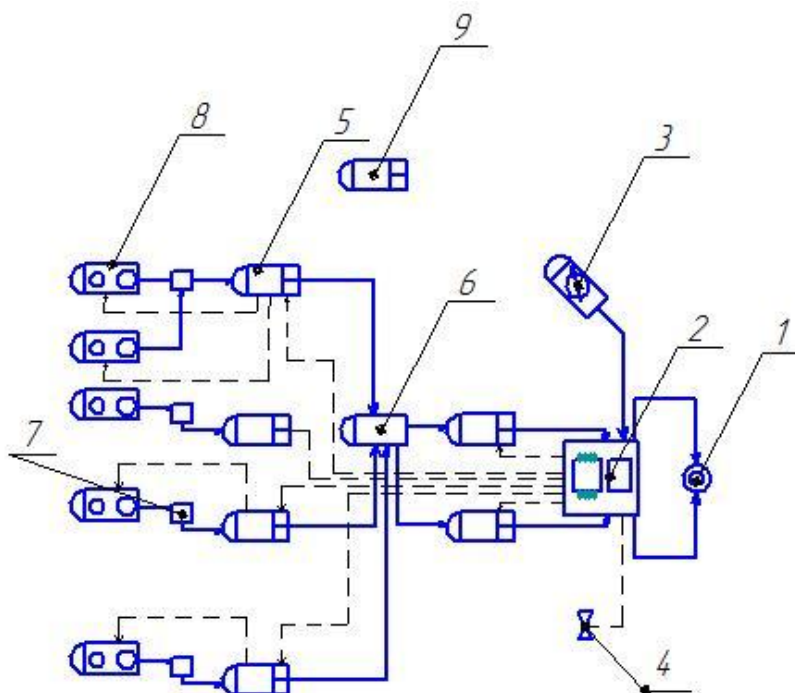


Рисунок 2.4.2.4.1.1 - Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны: 1- устье скважины; 2 - блок манифольдов БМ-700; 3 - станция СКЦ-2М; 4 - подводящая водяная линия; 5- цементировочный агрегат ЦА-320М; 6 -осреднительная установка УО-16 ; 7 - бачок затворения; 8 - цементосмесительная машина УС6-30Н; 9 - цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный)

2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

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 цементирующей головке минимально и точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементирующей головке максимально.

Максимальное давление на цементирующей головке, без учёта давления “Стоп” в конце продавки тампонажной смеси $P_{ц}$ может быть найдено по формуле (2.188):

$$P_{ц} = P_{цг} - P_{ст}, \quad (2.188)$$

$$P_{ц} = 12,7 - 3 = 9,7 \text{ МПа};$$

Затем рассчитывается давление, которое возникает на цементирующей головке в момент прихода тампонажной смеси на забой, $P_{ц}^1$ (в МПа) по формуле (2.189):

$$P_{ц}^1 = \Delta P_{гс}^1 + P_{т}^1 + P_{к}^1, \quad (2.189)$$

где $\Delta P_{гс}^1$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, МПа (эта величина отрицательна);

$P_{т}^1, P_{к}^1$ - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве, МПа;

$\Delta P_{гс}^1$ можно рассчитать по формуле (2.190):

$$\Delta P_{гс}^1 = 0,001 \cdot (\rho_{срвзКП} - \rho_{срвзОК}) \cdot g \cdot H, \quad (2.190)$$

$$\rho_{срвзКП} = (\rho_{БЖ} \cdot H_{БЖ} + \rho_{БР} \cdot H_{БР}) / L = (1000 \cdot 791,5 + 1100 \cdot 2685,5) / 3477 = 1077 \text{ м}^3;$$

$$H_{БЖ} = V_{БЖ} / S_{к} = 18,6 / 0,0235 = 791,5 \text{ м};$$

$$H_{БР} = H - H_{БЖ} = 3477 - 791,5 = 2685,5 \text{ м};$$

$$\rho_{срвзОК} = (\rho_{тробл} \cdot H_{тробл} + \rho_{тр} \cdot H_{тр} + \rho_{пж} \cdot H_{пж}) / L,$$

$$\rho_{срвзОК} = (1850 \cdot 273 + 1400 \cdot 3204) / 3477 = 1435 \text{ кг/м}^3;$$

Для определения $H_{тр}$ (и облегчённого, и обычного) а также $H_{пж}$ необходимо найти объём, занимаемый этими технологическими жидкостями. Для начала найдём средневзвешанный внутренний диаметр обсадной колонны:

$$d_{ОК} = ((0,1683 - 2 \cdot 0,00106) \cdot 177 + (0,1683 - 2 \cdot 0,0089) \cdot 1056 + (0,1683 - 2 \cdot 0,008) \cdot 2244) / 3477 = 0,152 \text{ мм};$$

$$S_{к} = (D_{СКВ}^2 \cdot k - D_{ОК}^2) \cdot \pi / 4 = (0,2159^2 \cdot 1,3 - 0,1683^2) \cdot 3,14 / 4 = 0,0235 \text{ м}^2.$$

$$\text{Теперь найдём } H_{тробл} = V_{тробл} / S = 69 \cdot 4 / (3,14 \cdot 0,152^2) = 3204 \text{ м}.$$

$$H_{тнорм} = V_{тр} / S = 4,5 \cdot 4 / (3,14 \cdot 0,152^2) = 248 \text{ м}.$$

$$H_{тр} = H - H_{тробл} = 3477 - 3204 = 273 \text{ м}.$$

$$\Delta P_{гс}^1 = 0,001 \cdot (1,077 - 1,435) \cdot 9,81 \cdot 3086 = -10,84 \text{ МПа}.$$

В связи с тем, что величина $P_{\text{ц}}^1$ будет иметь отрицательное значение, то закачку тампонажного раствора до забоя можно производить с максимальной производительностью, которая ограничивается только условием (2.191):

$$P_{\text{з}}^1 \leq 0,95 P_{\text{ГР}}, \quad (2.191)$$

Так как забойное давление с другой стороны равно $P_{\text{з}}^1 = P_{\text{ГС}}^1 + P_{\text{к}}^1$, условие можно переписать в виде:

$$P_{\text{ГС}}^1 + P_{\text{к}}^1 \leq 0,95 P_{\text{ГР}}, \quad (2.192)$$

Записав выражение для гидростатического давления на забой $P_{\text{ГС}}^1$ и преобразовав относительно гидравлического сопротивления в кольцевом пространстве $P_{\text{к}}$ получим формулу (2.193):

$$P_{\text{к}}^1 \leq 0,95 P_{\text{ГР}} - 0,001 g L^1 \rho_{\text{БР}}, \quad (2.193)$$

где: L^1 - глубина скважины по вертикали, м;

$\rho_{\text{БР}}$ - плотность бурового раствора, г/см³.

Найдём максимально допустимый расход тампонажного раствора при его закачке до забоя, $Q_{\text{МАКС}}$ (л/с) по формуле (2.194):

$$Q_{\text{max}} \leq \sqrt{[0,95 * P_{\text{ГР}} - 0,001 g L^1 \rho_{\text{срвзКП}}] / 8,11 \lambda_{\text{к}} \{ \rho_{\text{срвз}} (L - l) / [(D_{\text{СКВ}} * k^{0,5} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} * k^{0,5} + D_{\text{ОК}})^2] + \rho_{\text{СРВЗВ}} l / [(d_{\text{КОН}} - D_{\text{ОК}})^3 (d_{\text{КОН}} + D_{\text{ОК}})^2] \}}$$

$$Q_{\text{max}} \leq \sqrt{[0,95 * 55,77 - 0,001 * 9,8 * 3477 * 1,077] / 8,11 * 0,035 \{ 1,054(3477 - 1226) / [(21,59 * 1,3^{0,5} - 16,83)^3 (21,59 * 1,3^{0,5} + 16,83)^2] + 1,1 * 1226 / [(22,67 - 16,83)^3 (22,67 + 16,83)^2] \}} = 107 \text{ л / с.}$$

Найдём гидравлические сопротивления в трубах $P_{\text{Т}}^1$ и кольцевом пространстве $P_{\text{к}}^1$ (в МПа) по формулам:

$$P_{\text{Т}}^1 = \sum P_{\text{Т}}^i$$

$$P_{\text{Т}}^i = 8,11 \cdot \lambda_{\text{Т}} \cdot \rho_{\text{ПЖ}} \cdot Q_{\text{МАКС}}^2 \cdot L^i / d_{\text{ОК}^i}^5 \quad (2.195)$$

$$P_{\text{к}}^1 = 8,11 \cdot \lambda_{\text{к}} \cdot Q^2 \{ \rho_{\text{ТР}} (L - l) / [D_{\text{СКВ}} * k^{0,5} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} * k^{0,5} + D_{\text{ОК}})^2] + \rho_{\text{СРВЗВ}} l / [(d_{\text{КОН}} - D_{\text{ОК}})^3 (d_{\text{КОН}} + D_{\text{ОК}})^2] \} \quad (2.196)$$

где $\lambda_{\text{Т}}$, $\lambda_{\text{к}}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{\text{СКВ}}$, $D_{\text{ОК}}$, $d_{\text{ОК}}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренние диаметры участков обсадных труб, см;

L - длина обсадной колонны, м.

ρ^i – плотность раствора в секциях обсадной колонны, г/см³. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{ТР}$, если необходимый объём тампонажного раствора $V_{ТР} \geq V_{ОК}$;

L^i – длина секций обсадной колонны, м;

$d_{ОК}^i$ – внутренний диаметр секций обсадной колонны, см.

$$P_T^1 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,435 \cdot 46^2 \cdot \left(\frac{177}{15,05^5} + \frac{1056}{15,23^5} + \frac{2244}{15,37^5} \right) = 3,5 \text{ МПа}$$

$$P_K^1 = 8,11 \cdot 0,035 \cdot 46^2 \{ 1,054(3477 - 1226) / [21,59 \cdot 1,3^{0,5} - 16,83]^3 (21,59 \cdot 1,3^{0,5} + 16,83)^2] + \\ + 1,1 \cdot 1226 / [(22,67 - 16,83)^3 (22,67 + 16,83)^2] \} = 3,84 \text{ МПа};$$

Найдём величину давления на цементировочной головке в момент прихода тампонажного раствора на забой:

$$P_{Ц}^1 = -10,84 + 3,5 + 3,84 = -3,5 \text{ МПа}.$$

Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P_{Ц}^0$ (в МПа) равна сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны P_T^0 и P_K^0 , которые рассчитываются по формулам:

$$P_{ц}^0 = P_T^0 + P_K^0; (2.197)$$

$$P_T^0 = \sum P_T^i; (2.198)$$

$$P_T^i = 8,11 \lambda_T \rho_{БР} Q_{сум}^2 L^i / d_{ОК}^5 (2.199)$$

Тогда:

$$P_T^1 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,1 \cdot 46^2 \cdot \left(\frac{177}{15,05^5} + \frac{1056}{15,23^5} + \frac{2244}{15,37^5} \right) = 1,56 \text{ МПа}$$

$$P_K^0 = 8,11 \cdot \lambda_K \cdot Q_{сум}^2 \{ \rho_{БР} (L - l) / [D_{СКК} \cdot k^{0,5} - D_{ОК}]^3 (D_{СКК} \cdot k^{0,5} + D_{ОК})^2] + \\ + \rho_{БР} l / [(d_{КОН} - D_{ОК})^3 (d_{КОН} + D_{ОК})^2] \}. (2.200)$$

$$P_K^0 = 8,11 \cdot 0,035 \cdot 46^2 \{ 1,1(3477 - 1227) / [21,59 \cdot 1,3^{0,5} - 16,83]^3 (21,59 \cdot 1,3^{0,5} + 16,83)^2] + \\ + 1,1 \cdot 1227 / [(22,67 - 16,83)^3 (22,67 + 16,83)^2] \} = 3,78 \text{ МПа};$$

$$P_{ц}^0 = 1,56 + 3,78 = 5,34 \text{ МПа}$$

Давление на цементировочной головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки. По результатам расчёта это условие выполняется.

Проверим возможно ли осуществлять закачку тампонажного раствора в режиме максимальной подачи ЦА (5 передача для данных условий), должно выполняться условие (2.201):

$$P_{ГС}^0 + P_{\kappa}^0 \leq 0,95 P_{ГР}, (2.201)$$

$$P_{ГС}^0 = 0,001 * \rho_{БР} g H = 0,001 * 1,1 * 9,8 * 3477 = 37,48 \text{ МПа}$$

$$37,48 + 3,78 = 41,26 < 0,95 P_{ГР} = 53 \text{ МПа}$$

Следовательно, начать закачку ЦА можем на 4-ой передаче.

Таким образом, найдены необходимые для построения графика изменения давления на цементировочной головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажного раствора $P_{Ц}^0 = 5,34 \text{ МПа}$, прихода тампонажного раствора на забой $P_{Ц}^1 = -3,5 \text{ МПа}$ и конца продавки $P_{Ц} = 11,5 \text{ МПа}$ (ординаты графика).

Следующий этап – определение суммарных закачанных объёмов ΣV в скважину при цементировании (абсциссы графика). Эти объёмы рассчитываются без учёта закачки буферной жидкости. В момент прихода тампонажного раствора на забой ΣV^1 равна внутреннему объёму обсадной колонны $V_{ОК}$ по формуле (2.202):

$$\Sigma V^1 = V_{ОК}; (2.202)$$

$$V_{ОК} = \frac{\pi \cdot d_{ОК}^2 \cdot L}{4},$$

где L- длина скважины по стволу, м;

$d_{ОК}$ – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

$$V_{ОК} = \frac{3,14 * (0,153)^2 * 3477}{4} = 63,9 \text{ м}^3$$

В конце продавки тампонажного раствора ΣV равен сумме объёмов тампонажного раствора $V_{ТР}$ и продавочной жидкости $V_{ПР}$ определяется по формуле (2.203):

$$\Sigma V = V_{ТР} + V_{ПР}, (2.203)$$

$$\Sigma V = 73,5 + 65 = 138,5 \text{ м}^3$$

По полученным данным строится график изменения давления на цементировочной головке.

На график накладываются горизонтальные линии соответствующие максимальным давлениям, развиваемым цементировочным насосом цементировочных агрегатов на каждой передаче, от максимально допустимой до низшей передачи, предварительно умноженным на 0,8. То есть строятся графики $P_i(V) \cdot 0,8$, совмещённые с графиком изменения давления на цементировочной головке. Пересечения этих графиков дают возможность определить объёмы технологических жидкостей, откаченные цементировочными насосами на разных передачах V_i с расходами $Q_i = q_i(n-1)$. Здесь n – число цементировочных агрегатов, q_i подача цементировочного насоса на i-ой передаче.

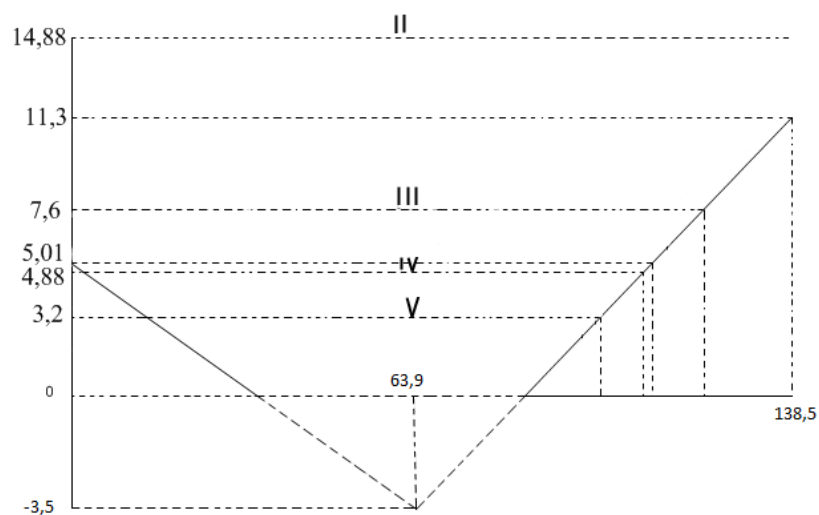


Рисунок 2.4.2.1 – График изменения давления на цементировочной головке в процессе цементирования

$$P_2(V) * 0,8 = 18,5 * 0,8 = 14,8 \text{ МПа};$$

$$P_3(V) * 0,8 = 9,5 * 0,8 = 7,6 \text{ МПа};$$

$$P_4(V) * 0,8 = 6,1 * 0,8 = 4,88 \text{ МПа};$$

$$P_5(V) * 0,8 = 4 * 0,8 = 3,2 \text{ МПа}.$$

$$Q_2 = q(n-1) = (5,1 * 2) = 10,2 \text{ л / с};$$

$$Q_3 = q(n-1) = (9,8 * 2) = 19,6 \text{ л / с};$$

$$Q_4 = q(n-1) = (15,1 * 2) = 30,2 \text{ л / с};$$

$$Q_4 = q(n-1) = (23 * 2) = 46 \text{ л / с}.$$

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для нормального спуска и качественного цементирования обсадная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. К ней относятся: башмачная пробка, обратный клапан, стоп-кольцо, муфты ступенчатого цементирования, заколонные пакеры, стыковочные и разъединительные устройства для спуска и цементирования секций и "хвостовиков", фонари, скребки, турбулизаторы [23].

Цементировочная головка.

Для эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм выбираем цементировочную головку типа ГЦУ 168×400 с рабочим давлением 40 МПа, которое превышает расчётного давления $P_{цр} = 21,55$ МПа в конце продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения. При установке на устье скважины верхнюю разделительную пробку в эту головку закладывают заранее, поэтому отпадает необходимость разборки головки ГЦУ после закачивания тампонажного раствора.

В таблице 27 представлены характеристики цементировочной головки ГЦУ 168×400

Таблица 2.4.3.1 – Цементирующая головка ГЦУ 168×400

Шифр головки	Р _{раб} , МПа	Диаметр колонны, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			Длина	Ширина	Высота	
ГЦУ 168×400	40,0	168	1148	1148	865	305

Разделительные пробки.

Выбираем пробки типа ПЦН-168 и ПВЦ-168 с максимально допустимым перепадом давлением 6 МПа.

Обратные клапаны.

Характеристики ЦКОД-168-1-ОТТМ

Таблица 2.4.3.2

Параметр	Шифр клапана
	ЦКОД-168-1-ОТТМ
Условный диаметр клапана, мм	144,1
Диаметр шара, мм	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	14
Наружный диаметр клапана, мм	188
Длина клапана, мм	420
Масса клапана, кг	25

Выбирается башмак типа БКМ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ.

Характеристики башмака БКМ-168

Таблица 2.4.3.3

Параметр	Шифр башмака
	БКМ-168
Условный диаметр обсадной трубы, мм	146
Диаметр башмака, мм	188
Высота башмака, мм	303
Диаметр центрального отверстия, мм	80
Диаметр отверстия каналов, мм	15
Число отверстий каналов	6
Масса, кг, не более	22

Таблица 2.4.3.4– Интервалы центрирования обсадной колонны

Интервал, м	Название интервала	Зенитный угол в начале интервала, град.	Зенитный угол в конце интервала, град.
0-100	Вертикальный участок	0	0
100-234	Участок набора угла	0	28,3
234-3477	Участок стабилизации	28,3	28,3

Выбираем для данного интервала центраторы, n =444 шт.

Таблица 2.4.3.5 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Цементирующая головка	ГУЦ 168×400	1
Разделительные пробки	ПЦН-168	1
	ПВЦ-168	1
Обратный клапан	ЦКОД-168-1-ОТТМ	1
Башмак колонный	БКМ-168	1
Центратор	ЦЦ-1-168/216	444

2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины на продуктивность в процессе бурения не предусмотрено.

2.5. Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями [11].

Учитывая конкретные условия бурения, а именно то, что площадь ведения буровых работ заболоченная и бурение ведётся с кустовых площадок, выбирается буровая установка типа БУ – 3000 ЭУК-1М.

Должны выполняться следующие условия:

$$[G_{KP}]/Q_{\text{бк}} \geq 0,6, \quad (2.216)$$

$$[G_{KP}]/Q_{\text{об}} \geq 0,9, \quad (2.217)$$

$$[G_{KP}]/Q_{\text{пр}} \geq 1, \quad (2.218)$$

где $G_{\text{кр}}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{\text{ок}}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{\text{об}}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{\text{пр}}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Максимальный вес бурильной колонны составляет $Q_{\text{БК}} = 98$ тс.

Максимальный вес обсадной колонны составляет $Q_{\text{ОБ}} = 101,3$ тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле (2.219): $Q_{np} = k * Q_{max}$, (2.219)

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

Q_{max} – наибольший вес одной из колонн, тс. $Q_{np} = 1,3 * 110,3 = 143,4$.

По условию (2.217): $200 / 98 = 2 \geq 0,6$

По условию (2.218): $200 / 110,3 = 1,8 \geq 0,9$.

По условию (2.219): $200 / 143,4 = 1,39 \geq 1$,

Из вышеприведенных расчетов видно, что все условия выполняются, следовательно, буровая установка для бурения проектируемой скважины выбрана верно.

В соответствии с типом и размером фундаментов определяются исходя из нагрузки на грунт основания, допустимой удельной нагрузки на грунт и коэффициента запаса прочности для грунта, используемого для устройства оснований.

Фундаменты входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчёты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.

Расчёт фундаментов под буровое оборудование сводится к определению нагрузок на грунт основания, создаваемых весом бурового и дополнительного оборудования в процессе работы [11].

В соответствии с паспортными характеристиками, техническими условиями на монтаж и схемой расположения бурового оборудования и вышеуказанных сооружений, наибольшее давление на грунт основания создаёт вышечно-лебёдочный блок [27].

При расчёте давления на грунт основания, кроме веса вышечно-лебёдочного блока учитывается дополнительная нагрузка от веса обсадной и бурильной колонны при проектной глубине скважины и веса бурового раствора для долива. Принято, что общая масса вышечно-лебёдочного блока и дополнительная нагрузка равномерно распределены на 4 направляющих, опорная поверхность которых составляет 324 м^2 .

Расчётное давление на грунт основания рассчитывается по формуле (2.220):

$$P_{\text{бо}} = 0,1(Q_{\text{влб}} + Q_{\text{бк}} + (Q_{\text{ок}} * K) + Q_{\text{бр}}) / F_{\text{бо}}, \quad (2.220)$$

где: $Q_{\text{влб}}$ – вес вышечно-лебёдочного блока, т;

$Q_{\text{бк}}$ – вес бурильной колонны, т;

$Q_{ок}$ – вес обсадной колонны, т;

K_p – коэффициент, учитывающий возможность прихвата;

$Q_{бр}$ – вес бурового раствора для долива, т;

$F_{бo}$ – площадь опорной поверхности фундаментов, м².

По формуле (2.221):

$$P_{бo} = 0,1(450 + 98 + (110,3 * 1,5) + 14) / 324 = 0,22 \text{ кг/см}^3. (2.221)$$

Основание отсыпается песчаным грунтом различных фракций. Наиболее неблагоприятные условия связаны с применением мелких песков, насыщенных водой, нормативное давление (P_o) для которых равно 1,5 кг/см². При этом требование к прочности $P_{бo} < P_o$ выдерживается.

Коэффициент запаса прочности для грунта основания с учётом динамических нагрузок (2.222): $k_{no} = P_o / P_{бo},$ (2.222)

$$k_{no} = 1,5 / 0,22 = 6,81 > [k] = 1,25$$

Установка БУ – 3000 ЭУК 1М предназначена для кустового бурения скважин на нефть и газ с условной глубиной бурения 3000 метров. Она состоит из следующих основных блоков: вышечно – лебедочного, насосного, компрессорного и энергоблока. Первые два состоят из мелких блоков из металлоконструкций с установленным на них оборудованием и коммуникациями. В процессе разбуривания куста с точки на точку все блоки движутся с точки на точку по двум специальным направляющим. После окончания бурения оборудование демонтируется на следующий куст.

Техническая характеристика БУ – 3000 ЭУК-1М приведена в таблице 35

Таблица 2.5.1 – Техническая характеристика БУ – 3000 ЭУК-1М

Наименование параметров	Значение параметров
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000 – 3200
Наибольшая оснастка талевой системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28,32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1 – 0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъёмного агрегата, кВт	550 – 670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560

Продолжение таблицы 2.5.1

Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

Выбор талевой системы

Проектирование бурового технологического комплекса сводится к следующим задачам: по максимальной нагрузке на крюке выбирается оснастка талевой системы, рассчитывается количество свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки.

Кратность оснастки талевой системы (u) определяется по формуле (2.223):

$$u = \frac{Q_{MAX} \cdot k}{P_{PA3} \cdot \eta}, \quad (2.223)$$

P_{PA3} – разрывное усилие каната (для ЛК-РО 6×31 (1+6+6/6+12) $P_{PA3}=746$ кН, диаметр 32 мм);

η – КПД талевой системы ($\eta=0,9$);

k – коэффициент запаса ($k=5$).

Находим Q_{max} из перечня расчетов, приведенного ниже:

$$Q_{max1} = Q_{BT} \cdot 1,3;$$

$$Q_{max2} = Q_{BT} / 0,6;$$

$$Q_{max3} = Q_{OK} \cdot 0,9.$$

$$Q_{max1} = 67,11 \cdot 1,3 = 87,24 \text{ тс};$$

$$Q_{max2} = 67,11 / 0,6 = 111,75 \text{ тс};$$

$$Q_{max3} = 1103,36 / 0,9 = 122,6 \text{ тс}.$$

Выбираем $Q_{max} = 86,72 \text{ тс}.$

$$u = \frac{1226 \cdot 5}{746 \cdot 0,9} = 9,13, \text{ принимаем } 10.$$

Число шкивов талевого блока рассчитывается по формуле (2.224):

$$T = m/2, \quad (2.224)$$

$$T = 9,13/2 = 4,6.$$

Число шкивов принимается равным 5, следовательно, бурение проектируемой скважины должно производиться при оснастке 5х6.

Расчет режимов СПО

Максимальный вес, поднимаемый на i -той передаче определяется по формуле (2.225):

$$G_{MAX} = \frac{60 \cdot N \cdot \eta \cdot u}{n_i \cdot \pi \cdot D_{BL}} - q_{TC}, \quad (2.225)$$

где $D_{\text{БЛ}}$ – диаметр барабана лебедки, м ($D_{\text{БЛ}}=0,65$ м);

n_i – частота вращения вала лебедки на i -той передаче, об/мин ($n_1=46$ об/мин, $n_2=97$ об/мин, $n_3=170$ об/мин, $n_4=360$ об/мин);

N – мощность, развиваемая на барабане лебедки, кВт, определяется по формуле (2.226):

$$N = N_{\text{д}} \cdot \eta_{\text{т}}, \quad (2.226)$$

где $N_{\text{д}}$ – мощность двигателя, кВт ($N_{\text{д}}=500$ кВт);

$\eta_{\text{т}}$ – КПД трансмиссии ($\eta_{\text{т}}=0,9$);

$q_{\text{ТС}}$ – вес талевого системы, кН, определяется по формуле (2.227):

$$q_{\text{ТС}} = 0,06 \cdot Q_{\text{MAX}}, \quad (2.227)$$

$$q_{\text{ТС}} = 0,06 \cdot 1103 = 66 \text{ кН}.$$

$$N = 500 \cdot 0,9 = 450 \text{ кВт}.$$

$$G_{\text{MAX}}^1 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{46 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 3221 \text{ кН};$$

$$G_{\text{MAX}}^2 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{97 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 1493 \text{ кН};$$

$$G_{\text{MAX}}^3 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{170 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 823 \text{ кН};$$

$$G_{\text{MAX}}^4 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{360 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 354 \text{ кН}.$$

Условный вес одной свечи определяется по формуле (2.228):

$$q = \frac{(Q_{\text{БК}} + q_{\text{ТС}}) \cdot l}{L}, \quad (2.228)$$

где $Q_{\text{БК}}$ – вес буровой колонны, кН ($Q_{\text{БК}}=980$ кН);

l – длина одной свечи, м ($l=25$ м);

L – глубина скважины по стволу ($L=3477$ м).

$$q = \frac{(980 + 66) \cdot 25}{3477} = 7,52 \text{ кН}.$$

Общее количество свечей определяется по формуле (2.229):

$$n = \frac{L}{l}, \quad (2.229)$$

$$n = \frac{3477}{25} = 139 \text{ шт}.$$

Количество свечей, которое можно поднять на i -той передаче лебедки определяется по формуле (2.230):

$$m_i = \frac{G_{\text{MAX}}^i - G_{\text{MAX}}^{i+1}}{q}, \quad (2.230)$$

где G_{MAX}^i и G_{MAX}^{i+1} – максимальная нагрузка на крюке на i -той и $i+1$ -ой передачах соответственно, кН.

$$m_4 = \frac{354}{7,52} = 47шт.$$

$$m_3 = \frac{823 - 357}{7,52} = 62шт.$$

$$m_2 = \frac{1493 - 823}{7,52} = 89шт.$$

Расчет для первой скорости не определяется, так как всю колонну можно поднять на 2, 3 и 4 скоростях. Режимы СПО приведены в таблице 36

Таблица 2.5.2 – Режимы СПО

Скорость лебедки	Количество поднимаемых свечей, шт
2	30
3	62
4	47

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1. Расчет 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. Расчет нормативной карты производится по следующему плану:

1. Нормативное время на механическое бурение

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле (4.1):

$$T_{\text{м}} = T_{\text{м}}^{1M} \cdot H \quad (4.1)$$

Нормативное время на механическое бурение долотами БИТ определяется по формуле (4.4):

$$T_{\text{м}} = H / V_{\text{м}} \quad (4.4)$$

2. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле (4.5):

$$n = \frac{H}{H_{\text{д}}} \quad (4.5)$$

Количество спускаемых по интервалам свечей рассчитывается по формуле (4.6):

$$N_{\text{с}} = \frac{n(H_1 + H_2 - 2d - H_{\text{д}})}{2L} \quad (4.6)$$

где n – нормативное количество долблений в интервале;

H_1, H_2 – соответственно начальная и конечная глубина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента (в зависимости от условий бурения состоит из суммы длин турбобура, переводников, долота, калибраторов, телесистемы, УБТ), м;

Количество поднимаемых по интервалам свечей определяется по формуле (4.7):

$$N_{\text{п}} = N_{\text{с}} + \frac{H}{L} \quad (4.7)$$

В общем случае количество спущенных свечей за период бурения равно количеству поднятых.

Нормативное время на спуск и подъем свечей рассчитывается по формулам (4.8) и (4.9):

$$T_C = T_C^{1C} \cdot \frac{N_C}{60} \quad (4.8)$$

$$T_{II} = T_{II}^{1C} \cdot \frac{N_{II}}{60} \quad (4.9)$$

При оснастке талевой системы 5х6:

$$T_C^{1C} = 1,5 \text{ мин}; T_{II}^{1C} = 1,5 \text{ мин.}$$

3. Расчет нормативного времени на наращивание труб

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле (4.10):

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H \quad (4.10)$$

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание, час;

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле (4.11) для первого интервала:

$$N_H = \frac{H - d}{L}, \quad (4.11)$$

Норма времени на одно наращивание для инструмента диаметром 127мм составляет 12 мин., или 0,20 ч.

4. Расчет нормативного времени на прочие работы

Нормативное время на смену долота рассчитывается по интервалам по формуле (4.13):

$$T_D = T_D^1 \cdot \frac{n}{60}, \quad (4.13)$$

Нормы времени на смену шарошечных и долот типа БИТ отличаются не существенно: 7,5 минут на отвертывание, 7,5 минут на наворачивание. Также в винтовом способе бурения предусмотрено время на наружный осмотр винтового двигателя, на эту работу предусмотрено 2 мин, тогда полное время на смену долота будет составлять: 17 мин. или 0,283 ч.

5. Время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента

$$T_{np} = \frac{\left[\frac{(H_1^1 + H_2^1) \cdot T_{1np}^1 \cdot n^1}{200} + \frac{(H_1^2 + H_2^2) \cdot T_{1np}^2 \cdot n^2}{200} + \dots + \frac{(H_1^n + H_2^n) \cdot T_{1np}^n \cdot n^n}{200} \right]}{60} \quad (4.14)$$

6. Время на проверку винтового двигателя

Смена и проверка турбобура производится после 40 часов работы турбобура на забое скважины. Временем непосредственной работы турбобура считается время механического бурения и промывки. Расчет производится по формуле (4.15):

$$T_{см} = \frac{T_m + T_{np}}{40} \cdot T_{1см}, \quad (4.15)$$

где T_m – нормативное время механического бурения турбинным способом, час;

T_{np} – нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, час;

7. Время на подготовительно – заключительные работы

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала производится по формуле (4.16):

$$T_{нзр} = T_{1нзр} \cdot n, \quad (4.16)$$

При турбинном бурении норма составляет 36 минут или 0,43 ч. При первом долблении норма принимается 9 минут или 0,15 ч.

8. Опрессовка бурильных свечей

Опрессовка бурильных свечей проводится через каждые 500 м глубины скважины. Расчет нормативного времени на опрессовку проводится по формуле (4.17):

$$T_{он} = \sum_{i=1}^n \left(T_{нзо} + T_{он}^{1с} \cdot \frac{H_i}{L} \right), \quad (4.17)$$

где $T_{нзо}$ – норма времени на подготовительно – заключительные работы к опрессовке, равная 1,67 часа (по ЕНВ);

9. Время на переоснастку талевой системы

Нормативное время на переоснастку талевой системы составляет 2,37 часа.

10. Время на сборку и разборку УБТ. Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле (4.18):

$$T_{ср} = T_{сб}^{1св} \cdot N_{св} \cdot \frac{N}{60}, \quad (4.18)$$

11. Расчет нормативного времени на прием и сдачу вахт

Нормативное время на прием и сдачу вахты рассчитывается по формуле (4.19):

$$T_{ncв} = \frac{T_{скв}}{8} \cdot T_{ncв}^1, \quad (4.19)$$

Суммарное значение $T_{скв}$ и $T_{ncв}$ дает общее нормативное время на проводку скважины – T . Это время заносится в графу нормативной карты по строке «Общее нормативное время». Его отношение к глубине скважины дает общее нормативное время бурения 1 метра скважины.

12. Расчет скоростей бурения

Расчет механической скорости проводится по формуле (4.20): $V_M = \frac{H}{t_M},$

(4.20)

$$V_M = \frac{3477}{89} = 39_{м/ч}$$

Механическая скорость бурения характеризуется эффективностью разрушения горной породы и зависит от ее особенностей, типа долота, способа и режима бурения, типа применяемого оборудования, забойного двигателя, параметров промывочной жидкости, квалификации бурильщика.

Рейсовая скорость проходки $V_{рейс.}$ отражает проходку в метрах за 1 час механического бурения, спуско-подъемных операций и подготовительно-вспомогательных работ, выполняемых при каждом спуске и подъеме инструмента:

$$V_p = H / (T_m + T_{с.п.} + T_{п.в.р.} + T_n) \quad (4.21)$$

где T_m – время механического бурения, ч;

$T_{с.п.}$ – продолжительность спуско - подъемных операций, ч;

T_n – время на наращивание, ч;

$T_{п.в.р.}$ – продолжительность подготовительно – вспомогательных работ, ч.

$$V_p = 3477 / (89 + 14 + 1,82 + 19) = 28 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость характеризует темп углубления скважин в единицу времени, зависит от тех факторов, что и механическая скорость, а также от глубины бурения, определяющей затраты времени на спуско-подъемные операции, и

рассчитывается по формуле (4.22). $V_T = \frac{H \cdot 720}{t_{пп}}, \quad (4.22)$

$$V_T = \frac{3477 \cdot 720}{180} = 13908_{м/стмес}$$

Этот показатель используют для сравнительной оценки эффективности новой техники, разных способов бурения и выяснения резервов роста его скоростей. С

помощью его определяют степень интенсивности использования оборудования, его потенциальные возможности.

Расчет коммерческой скорости проводится по формуле (4.23): $V_K = \frac{H \cdot 720}{T_B}$,

(4.23)

$$V_K = \frac{3477 \cdot 720}{294} = 8515 \text{ м / см.мес}$$

Календарный план проектируемых работ составляется для определения продолжительности выполнения всего проектируемого комплекса работ, для определения взаимосвязи последовательности выполнения работ, для оптимизации использования времени, для сокращения затрат времени в целом по проекту и т.д.

Календарный план оформляется в виде таблицы, в него включаются все проектируемые работы, входящие в сметную форму СМ-1.

К показателям, отражающим объем буровых работ, относятся:

1. станко-месяцы;
2. число буровых и вышкомонтажных бригад, необходимых для выполнения плана по проходке;
3. число буровых установок в парке бурового предприятия, необходимых для обеспечения непрерывной работы буровых бригад и выполнения производственной программы.

Производительность труда за смену равна:

$$П_{CM} = \frac{Q}{N} \quad (4.24)$$

$$П_{CM} = 12 \cdot \frac{3477}{411,3} = 101 \text{ м / см – смен}$$

Производительность труда смены за месяц равна:

$$П_{MEC} = П_{CM} \cdot C \quad (4.25)$$

$$П_{MEC} = 101 \cdot 30 = 3030 \text{ м / мес}$$

Планируемое время для выполнения работ по бурению двумя бригадами равно:

$$T_{ПЛ} = \frac{Q}{2 \cdot П_{MEC}} \quad (4.26)$$

$$T_{ПЛ} = \frac{3477}{2 \cdot 3030} = 0,57 \text{ мес}$$

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения.

Проект предполагает сооружение 10 скважин на кусте:

- 2 скважины под воду (время на сооружение одной скважины 7 дней);
- 8 наклонно-направленных скважин (время на сооружение – 18 дней).

Линейно-календарные графики разработки куста при использовании в сооружении горизонтальной скважины шарошечных или долот типа БИТ будут различаться всего на 10 дней, следовательно, работы теоретически должны быть закончены к началу октября. Необходимость в построении второго графика отпадает.

Линейно-календарный график представлен в приложении А.

3.2. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Общий расчет сметной стоимости геологического задания

Расчет данной сметы сведен в приложение Л

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

Расчет данной сметы сведен в таблице 45

Таблица 3.2.1 – Расчет данной сметы

Статьи затрат	Буровые работы	
	Норма, тыс. руб.	Норма затрат с учетом коэффициентов, тыс. руб.
Заработная плата	1100	
Дополнительная зарплата	86,9	
ФЗП	1186,9	
Страховые взносы	403,24	
ФОТ (к=1,5)	1495,49	1944,14
Материальные затраты (к=1,1)	500	510
Амортизация (к=0,8)	400	520
Итого:	2395,49	2974,14

Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Расчет данной сметы сведен в таблице 46

Таблица 3.2.2 – Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Профессия	Отработанных дней	Оклад, тыс. руб.
Ведущий инженер-технолог	25	110
Технолог	30	65
Экономист	14	40
Главный геолог	25	75
Сметчик	14	27
Итого:		317
ДЗП		25,043
ФЗП		342,043

Продолжение таблицы 3.2.2

Соц. выплаты		90
Материалы		27
Амортизация		20
Транспорт		30
Резерв		20
Командировки		19
Итого:		548

3.3. Финансовый план

Основой рациональной организации работы во всех областях финансово-хозяйственной деятельности предприятия является финансовый план. Финансовый план представлен в таблице 47.

Таблица 3.3.1 – Финансовый план

Статья	Руб.
Доходы	
Сметная стоимость проекта	333872,3
Расходы	
ФЗП	36024,8
Материалы	45391,2
Амортизация	40000
Накладные расходы	20604,77
Компенсированные затраты	28817,1
Резерв	18887,7
Организация и ликвидация полевых работ	3855,65
Проектно-сметные работы	3696,2
Итого расходов	197277,42
Налоги	
НДС	60097
Соц. выплаты	12186
Накладные расходы	11017,8
Итого налогов	83300,8
Балансовая прибыль	53294,08
Налог на прибыль	10658,8
Чистая прибыль	42635,23

4. Социальная ответственность

4.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 4.1.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	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 помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-взрывобезопасность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

4.2. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Калиновом нефтяном месторождении (Томская область)

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 5.2) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 4.2.1 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое знач.
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 5.3.

Таблица 4.2.2 –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

Повышенный уровень шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83

(1999). Норма для помещения управления составляет 85 дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБ.

Повышенный уровень 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

Таблица 4.2.3

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

Таблица 4.2.4 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

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

Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Калиновом нефтяном месторождении (Томская область)

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

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

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:

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

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с

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

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

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

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

Пожаровзрывобезопасность:

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

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона,

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

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

Ручные огнетушители необходимо размещать:

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

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

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

4.3. Экологическая безопасность

4.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной

вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;

- очистка отработавших газов энергоустановок

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов

Таблица 4.3.1.1- Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды C_nH_{2n+2})	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C_1-C_5)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C_6-C_{10})	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды ($C_{12}-C_{19}$)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 4.3.1.2 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м³/час)	Периодичность сбросов	Место Сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	- строительномонтажных работ;	100,00	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительномонтажных работ;	112,89	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

4.3.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве наклонно-направленной скважины на Калиновом месторождении (Томская область)

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

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.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а также в следствие 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 4.3.2.1

Таблица 4.3.2.1 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

4.4. 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. Большинство месторождений нефти и

газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

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.

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

Таблица 4.4.1 - 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

Продолжение таблицы 4.4.1

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 общей и геологической части представлены географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, газонефтеводоносность, зоны возможных осложнений.

В технической части проекта произведен выбор и обоснование способа бурения, конструкции и профиля проектной скважины, типоразмеров долот по интервалам бурения, режимы бурения для каждого интервала, очистного агента, способа бурения и типа забойного двигателя. Произведен гидравлический расчет промывки скважины. Обоснованы критерии рациональной отработки долот. По наибольшему весу из рассчитанных колонн выбрана буровая установка. Следует отметить, что расчет производился для эксплуатационной колонны.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В организационно-экономической части отражена структура и организационные формы бурового предприятия, произведен расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины, разработан календарный план-график строительства скважины, рассчитана сметная стоимость сооружения скважины, предложен реальный план организационно-технических мероприятий для повышения производительности труда и снижения себестоимости работ.

В специальной части дипломного проекта проведен сравнительный анализ буровых лебедек.

Список используемых источников

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.— М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
2. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
3. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
4. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».— Томск, ТПУ.
5. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».— Томск: Изд. ТПУ, 2008 г. – 92 с.
6. Приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ».
7. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.
8. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин./Под. Ред. Проф. А.Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.
9. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
10. Чубик, Петр Савельевич. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей: К 100-летию геологического образования в Сибири (1901-2001 гг.) / П. С. Чубик; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во НТЛ, 1999. – 300 с.
11. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

12. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.
13. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны». – Томск, ТПУ.
14. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. Москва, 2000 г.
15. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
16. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98. Москва, Ростехнадзор России, 1998 г.
17. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
18. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.
19. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. РД 39-133-94, Москва, 1994 г.
20. Сооружение и оборудование для кустового бурения скважин. Справочное пособие / В.Г. Колгерин, Б.З. Султанов, Л.А. Шварцев, М.О. Крист. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
21. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-0148070-6.027- 86, Тюмень, СибНИИНП.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 598 с.
23. Хапизтуддин Мангор, Реймонд Элдер, Жан Буле, Энтони Монне. Очистка скважин с большими зенитными углами // Oil&GasJournalRussiaHydroclean. 2010. URL: <http://www.vamdrilling.com> (дата обращения: 25.11.2013).
24. Отчет по инженерно-техническому сопровождению строительства скважины №6Г куста №1 Калиновом месторождения // ТомскНипиНефть. 2013г.